ATTI PARLAMENTARI

XVI LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. **XV**
n. **76**

RELAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

AL PARLAMENTO

sulla gestione finanziaria degli Enti sottoposti a controllo in applicazione della legge 21 marzo 1958, n. 259

ENI S.p.A.

(Esercizi 2006 e 2007)

Trasmessa alla Presidenza il 5 marzo 2009

STABILIMENTI TIPOGRAFICI CARLO COLOMBO

PAGINA BIANCA

INDICE

Determinazione della Corte dei conti n. 5/2009 del 13 febbraio 2009 ..... *Pag.* 5

Relazione sul risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria dell'ENI S.p.A. per gli esercizi 2006-2007 ..... » 9

DOCUMENTI ALLEGATI

Esercizio 2006:

Bilancio ..... » 79
Bilancio consolidato ..... » 205
Relazione e bilancio di esercizio ..... » 305
Bilancio di esercizio ..... » 347
Allegati ..... » 415

Esercizio 2007:

Bilancio ..... » 469
Bilancio consolidato ..... » 609
Relazioni e bilancio di esercizio ..... » 713
Bilancio di esercizio ..... » 753
Allegati ..... » 823

PAGINA BIANCA

DETERMINAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

PAGINA BIANCA

Determinazione n. 5/2009.

LA CORTE DEI CONTI

IN SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

nell'adunanza del 13 febbraio 2009;

visto il testo unico delle leggi sulla Corte dei conti approvato con regio decreto 12 luglio 1934, n. 1214;

vista la legge 21 marzo 1958, n. 259;

visto il decreto del Presidente della Repubblica in data 11 marzo 1961 con il quale l'E.N.I., Ente Nazionale Idrocarburi, è stato sotto posto al controllo della Corte dei conti;

vista la legge 8 agosto 1992, n. 359, di conversione, con modificazione, del D.L. 11 luglio 1992 n. 333, con cui l'Ente Nazionale Idrocarburi da ente di diritto pubblico, costituito con legge 10 febbraio 1953, n. 136, è stato trasformato in società per azioni, assumendo la denominazione di ENI S.p.A.;

vista la sentenza della Corte costituzionale n. 466 in data 28 dicembre 1993, con cui è stato riconosciuto che spetta « alla Corte dei conti esercitare nei confronti delle società per azioni costituite a seguito della trasformazione dell'I.R.I., dell'E.N.I., dell'I.N.A. e dell'E.N.E.L., il potere di controllo di cui all'articolo 12 della legge 21 marzo 1958 n. 259; controllo da esercitare nelle forme e nei limiti in precedenza applicati, fino a quando permanga una partecipazione esclusiva o maggioritaria dello Stato al capitale azionario di tali società »;

visti i bilanci della Società suddetta, relativi agli esercizi finanziari 2006 e 2007, nonché le annesse relazioni del Consiglio di amministrazione e del Collegio sindacale, trasmessi alla Corte dei conti in adempimento dell'articolo 4 della citata legge n. 259 del 1958;

esaminati gli atti;

udito il relatore Presidente di Sezione Dott. Lucio Todaro Marescotti e, sulla sua proposta, discussa e deliberata la relazione con la quale la Corte, in base agli atti ed agli elementi acquisiti, riferisce alle Presidenze delle due Camere del Parlamento il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società per gli esercizi 2006 e 2007;

ritenuto che, assolto così ogni prescritto incombente, possa, a norma dell'articolo 7 della citata legge n. 259 del 1958, darsi corso alla comunicazione alle dette Presidenze, oltre che dei bilanci – corredati delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione – della relazione come innanzi deliberata, che alla presente si unisce perché ne faccia parte integrante;

PER QUESTI MOTIVI

comunica, a norma dell'articolo 7 della legge n. 259 del 21 marzo 1958, alle Presidenze delle due Camere del Parlamento, insieme con i bilanci per gli esercizi 2006 e 2007 – corredati delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione – dell'ENI S.p.A., l'unita relazione con la quale la Corte riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società medesima.

ESTENSORE
Lucio Todaro Marescotti

PRESIDENTE
Mario Alemanno

Depositata in Segreteria il 23 febbraio 2009.

IL DIRIGENTE

(dott. Giuliana Pecchioli)

RELAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

PAGINA BIANCA

RELAZIONE SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DELL'ENI S.P.A., PER GLI ESERCIZI 2006 E 2007

S O M M A R I O

Premessa ..... *Pag.* 13

Capitolo I ..... » 14
Principali provvedimenti normativi di interesse per l'ENI ... » 14

Capitolo II ..... » 18
La struttura organizzativa ..... » 18
2.1. – La corporate governance ..... » 18
2.2. – La struttura organizzativa ..... » 18
2.3. – Il Consiglio di amministrazione ..... » 19
2.4. – I Comitati del Consiglio di amministrazione ..... » 21
2.4.1. – Il Comitato per il controllo interno ..... » 21
2.4.2. – Il Compensation Committee ..... » 23
2.4.3. – L'Osservatorio petrolifero internazionale ..... » 23
2.5. – Il Collegio Sindacale ..... » 24
2.6. – Il Sistema di Controllo Interno ..... » 25
2.6.1. – L'Internal Audit ..... » 26
2.6.2. – L'Organismo di vigilanza (D.Lgs. n. 231/2001) . » 27
2.7. – Compensi degli organi ..... » 29

Capitolo III ..... » 32
La struttura aziendale e le risorse umane ..... » 32
3.1. – La struttura aziendale ..... » 32
3.2. – Comitati ..... » 33
3.3. – Evoluzione del personale e del costo del lavoro del Gruppo ..... » 34
3.4. – Evoluzione del personale e del costo del lavoro di ENI S.p.A. ..... » 37
3.5. – Piani di incentivazione ..... » 39

Capitolo IV ..... *Pag.* 42
Controversie e problematiche particolari ..... » 42
4.1. – Azione della Fintermica S.p.A. ..... » 42
4.2. – Procedimento riguardante la misurazione del gas . » 42
4.3. – Indagini della Commissione europea nel settore del gas naturale ..... » 43

Capitolo V ..... » 44
L'attività di gestione ..... » 44
5.1. – La pianificazione e gli investimenti. I risultati di Gruppo ..... » 44
5.2. – La sostenibilità ..... » 55

Capitolo VI ..... » 59
Gli esiti contabili ..... » 59
6.1. – Notazioni generali ..... » 59
6.2. – Il bilancio di esercizio dell'ENI S.p.A. ..... » 60
Il Conto Economico ..... » 61
Lo Stato Patrimoniale ..... » 67
6.3. – Risultati di Gruppo ..... » 71
Il Conto Economico consolidato ..... » 73
Lo Stato Patrimoniale consolidato ..... » 74

Considerazioni conclusive ..... » 77

Premessa

Con la presente relazione la Corte dei conti riferisce sul risultato del controllo, eseguito a norma dell'art. 12 della legge 21 marzo 1958 n. 259, sulla gestione finanziaria dell'Eni S.p.A. degli esercizi 2006 e 2007.

La precedente relazione riguardante gli esercizi 2002, 2003, 2004 e 2005 è stata pubblicata in Atti Parlamentari della XV legislatura Doc. XV n. 33.

CAPITOLO I

Principali provvedimenti normativi di interesse per l'Eni

Nel periodo in esame sono stati emanati una serie di provvedimenti legislativi che hanno influito sull'attività dell'Eni. Anzitutto va ricordata la legge 28 dicembre 2005 n. 262 (legge sulla tutela del risparmio), entrata in vigore il 12 gennaio 2006, che introduce numerosi cambiamenti in materia societaria e finanziaria con l'intento di proteggere i risparmiatori e disciplinare il mercato finanziario, perseguendo le finalità di un rafforzamento dei controlli in seno alle società di capitali e di una maggiore trasparenza dei loro bilanci.

Le novità attengono alla disciplina dei requisiti per la nomina degli amministratori, alla composizione ed ai poteri del collegio sindacale e degli altri organi di controllo delle società per azioni specie per quelle che abbiano adottato i modelli di corporate governance monistico o dualistico introdotti dalla recente riforma del diritto delle società.

Le società hanno avuto 12 mesi di tempo per rivedere i loro statuti.

L'Eni ha adeguato il proprio statuto con le delibere assembleari del 25 maggio 2006 e 24 maggio 2007; quest'ultima è stata assunta a seguito dell'emanazione del d.lgs. 303/2006 di modifica al T.U. in materia di intermediazione finanziaria, per adeguare lo statuto alla nuova disciplina dell'indipendenza dei membri del C.d.A. e delle modalità di elezione nonché dei requisiti di professionalità del dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili.

Per quanto di interesse vanno poi ricordati il testo unico in materia ambientale (Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152) ed il codice in materia di appalti (Decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163).

Nel corso del 2006, l'attività di distribuzione del gas naturale è stata oggetto contemporaneamente di due disegni di legge governativi, quello relativo al completamento della liberalizzazione dei mercati del gas e dell'energia elettrica e quello per il "Riordino dei servizi pubblici locali".

Nelle more, tenuto conto che era scaduto il termine previsto dalla legge comunitaria 2004 (Legge n. 62/2005) il Governo ha ritenuto necessario adottare il d.l. 18 giugno 2007 n. 73, poi convertito in legge 3 agosto 2007 n. 125, con il quale viene recepita la direttiva 2003/54/CE. Il provvedimento reca misure urgenti per tutelare l'utenza ed evitare sanzioni da parte della Commissione Europea, prevenendo una nuova procedura di infrazione. Esso contiene le prime misure di avvio del mercato per i clienti domestici disponendo in particolare la separazione societaria dell'attività di distribuzione dall'attività di vendita di energia elettrica.

Partecipazione in Snam Rete Gas

La legge 23 dicembre 2005, n. 266 (il cui articolo 1 comma 373 ha modificato l'articolo 1ter comma 4 del Decreto-Legge 29 agosto 2003, n. 239[1]) ha fissato al 31 dicembre 2008 il termine entro il quale "ciascuna società operante nel settore della produzione, importazione, distribuzione e vendita dell'energia elettrica e del gas naturale, anche attraverso le società controllate, controllanti, o controllate dalla medesima controllante, e comunque ciascuna società a controllo pubblico, non può detenere, direttamente o indirettamente ... quote superiori al 20 per cento del capitale delle società che sono proprietarie e che gestiscono reti nazionali di trasporto di energia elettrica e di gas naturale".

La partecipazione Eni in Snam rete gas è del 50,7%. Peraltro la Legge n. 296/2006 (legge finanziaria 2007) ha disposto che la cessione di quote superiori al 20% del capitale sociale di SNAM RETE GAS da parte di ENI debba avvenire entro 24 mesi dall'emanazione di un DPCM che, tenendo conto dei principi del diritto comunitario, ne dovrà determinare modalità e condizioni.

È poi da segnalare che, con DPCM 23 marzo 2006, Snam Rete Gas è stata individuata "ai sensi e per gli effetti cui all'art. 2, comma 1, del d.l. n. 332/1994", convertito con legge 30/7/1994 n. 474, come società nel cui statuto, prima di ogni atto che determini la perdita di controllo della società stessa da parte dello Stato, deve essere introdotta una clausola che attribuisca al Ministro dell'economia e delle finanze uno o più dei poteri di cui alle lettere a), b), c) e d) dell'art. 2 del decreto-legge n. 332/1994.

La legge finanziaria 2008

La Legge 24.12.2007 n. 244 (legge finanziaria 2008), recante "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato" contiene delle norme riguardanti il prezzo del metano ed i progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica.

In particolare prevede che il valore medio del prezzo del metano ai fini dell'aggiornamento del costo di combustibile è determinato dall'AEEG tenendo conto dell'effettiva struttura dei costi nel mercato del gas naturale (art.2, comma 141).

L'art.2, comma 554, prevede la creazione di un fondo denominato "Fondo per la gestione delle quote di emissione di gas serra di cui alla direttiva 2003/87/CE" da destinare alla "riserva nuovi entranti"; l'articolo prevede, inoltre, interventi a sostegno dell'attività di ricerca nel sistema energetico e di riutilizzo di aree industriali.

---

[1] Convertito, con modificazioni, dalla Legge 27 ottobre 2003, n. 290

L'articolo 1, comma 558 - Contributo compensativo - stabilisce che, a decorrere dal 1 gennaio 2008, i titolari di concessione per l'attività di stoccaggio di gas naturale in giacimenti o unità geologiche profonde corrispondano alle Regioni e agli enti locali un importo pari all'1% del valore della capacità complessiva autorizzata di stoccaggio.

Va infine rilevato che l'articolo 3, comma 44, che prevede disposizioni relative ai tetti sulle retribuzioni dei manager, non si applica alle società quotate in mercati regolamentati (dalle norme sono quindi esclusi i dirigenti e amministratori ENI).

Il nuovo pacchetto della UE per l'energia

Negli ultimi anni la ricerca di una strategia integrata europea per l'energia ha subito un'accelerazione e l'azione della UE ha iniziato a delinearsi nel marzo 2006 quando la Commissione Europea ha rilanciato il dibattito europeo sull'energia con la pubblicazione del Libro verde recante "Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura".

Ad esso ha fatto seguito, nel gennaio 2007, la presentazione di un piano in 75 punti che ha come obiettivo, entro il 2020, il risparmio di almeno 100 miliardi di euro l'anno in costi energetici e la riduzione del 20% delle emissioni di anidride carbonica.

Il Piano considera prioritaria la creazione di un vero mercato interno dell'energia che consenta di realizzare economie di sistema e favorisca, insieme alla concorrenza e competitività, anche la ricerca e lo sviluppo per l'innovazione nel settore; la riduzione delle emissioni attraverso l'uso di fonti alternative come il fotovoltaico, l'eolico, i biocarburanti e il c.d. "nucleare pulito" e la creazione di politiche mirate al risparmio e all'efficienza nella produzione, distribuzione e nei consumi, includendo, tra l'altro, la separazione tra imprese che producono e società che distribuiscono energia.

Il 19 settembre 2007 la Commissione europea ha presentato un pacchetto normativo in cui spicca una proposta di direttiva che modifica la direttiva 2003/55 del 26 giugno 2003, relativa alle norme comuni per il mercato interno del gas naturale.

La principale disposizione contenuta nella bozza di direttiva riguarda la separazione dei monopoli naturali-tecnici (trasporto di elettricità o gas) dalle attività che devono invece svilupparsi sulla base di una sempre più accesa ed efficace concorrenza (produzione o vendita di energia) per tutte le società pubbliche e private, europee e non, che intendano operare nell'Unione.

Delle due opzioni proposte quella preferita dalla Commissione è l'ownership undfounding, separazione delle proprietà e gestione delle reti dell'elettricità e del gas dall'attività di distribuzione e produzione con la scissione del gruppo in due parti distinte.

Peraltro è prevista una seconda opzione (ISO) basata sul mantenimento della proprietà delle reti, accompagnato però, dall'affidamento della gestione della rete ad un operatore assolutamente indipendente, requisito valutato dallo Stato membro che accorda una deroga all'unbundling, soggetta all'approvazione della Commissione.

Detta disciplina si rifletterà sull'assetto dei rapporti tra ENI e Snam.

Nel documento programmatico la Commissione illustra, altresì, lo stato delle debolezze strutturali che mettono a repentaglio il potenziale di innovazione tecnologica dell'UE e la necessità di un'azione radicale per evitare che le emissioni di GHG e la dipendenza dalle importazioni di energia crescano nei prossimi anni.

Per migliorare la sicurezza di approvvigionamenti e la sostenibilità ambientale, il sistema energetico dell'UE pone gli obiettivi di :

- sviluppare l'efficienza energetica in tutti i settori;
- diversificare il mix energetico ricorrendo a fonti rinnovabili ed a tecnologie a bassa emissione di carbonio;
- ridurre le emissioni di CO2 dei trasporti mediante il ricorso a carburanti alternativi;
- potenziare il sistema di interconnessioni.

Il dibattito, ancora aperto a livello comunitario e interno, ha registrato l'approvazione da parte del Consiglio il 13 dicembre 2008 di un nuovo pacchetto di valutazioni preliminari ora oggetto di approfondimenti (entro il 2020 riduzione del 20% del gas serra e penetrazione delle fonti rinnovabili del 20%; riduzione dei consumi del 20% attraverso l'efficienza energetica).

Sull'argomento dell'unbundling nel settore del gas, in ambito nazionale, l'Autorità (AEEG) ha emanato un testo integrato (delibere n.11 e n.253 del 2007) introducendo specifici obblighi di separazione funzionale e organizzativa.

La separazione funzionale viene attuata affidando l'amministrazione della società unbundled ad un "gestore indipendente" dotato di una autonomia decisionale ed organizzativa. Si tratta di una prima attuazione di un modello organizzativo al quale ha fatto seguito una delibera del Consiglio d'amministrazione di ENI s.p.a. del 21 maggio 2008 che ha stabilito la separazione funzionale ed ha individuato il gestore indipendente delle società coinvolte nell'amministratore delegato.

Intanto si sta facendo strada anche l'ipotesi di una rete unica europea gestita da una società dotata del connotato dell'indipendenza.

Capitolo II

La struttura organizzativa

2.1. La Corporate governance

Il modello di governance prescelto dall'Eni prevede l'attribuzione al Consiglio di amministrazione di un ruolo centrale, con prevalenza di amministratori indipendenti e non executive particolarmente qualificati e una distinzione tra le funzioni del Presidente e dell'Amministratore delegato; per l'esame più approfondito di aspetti di rilievo sono stati istituiti, al suo interno, tre comitati con funzioni consultive e propositive, il Comitato per il controllo interno, il Compensation Commitee e l'Osservatorio Petrolifero Internazionale.

Vanno, inoltre, ricordate la previsione di una struttura di Internal Audit con il compito di verificare il rispetto delle procedure interne, al fine di garantire l'efficacia e l'efficienza della gestione e la tutela del patrimonio aziendale, nonché la previsione del Modello di organizzazione richiesto dal d.lgs. n.231/2001.

2.2. La struttura organizzativa

L'ENI è articolata secondo il modello tradizionale che vede il Consiglio di amministrazione organo centrale della Corporate governance e gestore in via esclusiva della società; al suo interno operano Comitati con funzioni consultive e propositive; la loro composizione, i loro compiti e il loro funzionamento sono disciplinati dal Consiglio nel rispetto dei criteri fissati dal Codice ENI.

Al Collegio sindacale sono demandate le funzioni di vigilanza, mentre il controllo contabile è affidato ad una società di revisione individuata dall'Assemblea.

Ai sensi dell'art.25 dello Statuto "la rappresentanza della società.....nonché la firma sociale, spettano sia al Presidente sia all'Amministratore Delegato".

Nella riunione del 13 dicembre 2006 il Consiglio di amministrazione ha aderito al Codice di autodisciplina delle società quotate in borsa, nella versione emanata dalla Borsa italiana il 14 marzo 2006, adottando un proprio codice, c.d. "Codice ENI".

A tal fine, il Consiglio di amministrazione ha ridefinito le proprie attribuzioni riservandosi un ruolo centrale nelle politiche di sostenibilità, nonché nell'organizzazione della società e del gruppo, indicando, altresì, limiti al cumulo degli incarichi degli amministratori ed ha posto l'interesse di tutti gli stakeholder come criterio di riferimento per gli stessi.

Alcune raccomandazioni generiche del Codice di Borsa sono state specificate, in particolare:

- la periodicità minima dell'informativa al Consiglio da parte degli amministratori con deleghe è stata ridotta da tre a due mesi;
- per l'autovalutazione del Consiglio è stata prevista la possibilità di avvalersi dell'assistenza di un consulente esterno specializzato, per assicurare obiettività all'esercizio;
- l'impegno di amministratori e sindaci a mantenere la carica fin quando possono assicurare la disponibilità del tempo necessario allo svolgimento del compito;
- i Comitati interni del Consiglio non possono essere composti da un numero di consiglieri che rappresentino la maggioranza del Consiglio, per non alterare il processo di formazione della volontà consiliare;
- è stato introdotto il parere del Comitato per il controllo interno sulle regole per assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate e di quelle nelle quali un Amministratore sia portatore di un interesse;
- per la nomina del preposto al controllo interno, la proposta al Consiglio non è formulata dal solo Amministratore Delegato,ma d'intesa con il Presidente;
- almeno due componenti del Comitato per il controllo interno devono possedere una adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria (il Codice di Borsa ne prevede uno solo).

Il Collegio Sindacale ha aderito alle disposizioni che lo riguardano nella stessa riunione del 13 dicembre 2006.

Successivamente, nella riunione del 14 marzo 2008, il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'aggiornamento del Codice volto a recepire l'evoluzione del quadro normativo, a sviluppare le tematiche inerenti i diritti umani e la sostenibilità, a garantire l'adeguamento alle best practices internazionali ed aggiornare i riferimenti in relazione all'intervenuta evoluzione dell'assetto organizzativo di Eni.

Il Codice rappresenta, tra l'altro, un principio generale non derogabile del Modello 231, del quale è parte integrante.

2.3. Il Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio di Amministrazione, a cui è affidata in via esclusiva la gestione aziendale, è stato rinnovato in data 10 giugno 2008 dall'assemblea, per ulteriori tre esercizi e cioè fino alla data dell'assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2010.

È composto attualmente da nove componenti (ma è previsto un minimo di tre fino ad un massimo di nove consiglieri) in maggioranza non esecutivi, dotati di specifiche competenze di carattere tecnico.

Nella riunione del 13 dicembre 2006 in cui è stato approvato il Codice ENI, sono state anche ridisegnate le attribuzioni del Consiglio di Amministrazione; esso definisce l'indirizzo strategico della società e di monitoraggio sul management, mantenendo una posizione di assoluta centralità nel sistema di corporate governance della Società, con ampie competenze, anche in materia di assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società e del Gruppo, con definizione delle operazioni più rilevanti della Società e delle controllate, sottoposte alla sua approvazione e con individuazione delle società controllate aventi rilevanza strategica.

Il Consiglio attribuisce e revoca le deleghe all'Amministratore delegato ed al Presidente, definendone i limiti e le modalità di esercizio. In specie ha conferito al Presidente speciali deleghe per i rapporti internazionali di rilevanza strategica ed all'Amministratore tutti i poteri di amministrazione ad eccezione di quelli indelegabili o a sé riservati.

In particolare ad esso è stato riservato un ruolo centrale nella definizione delle politiche di sostenibilità e nell'approvazione del bilancio di Sostenibilità, di cui è prevista anche la sottoposizione all'Assemblea dei soci; inoltre definisce gli orientamenti sul cumulo degli incarichi degli amministratori per assicurare ad essi il tempo necessario all'efficace svolgimento del loro incarico.

Nel Codice è stato espressamente enunciato il principio del rispetto dell'autonomia gestionale delle società controllate quotate (attualmente, per l'Italia, Saipem e Snam Rete Gas) e l'impegno di Eni ad osservare nei loro confronti le previsioni del Codice che si rivolgono agli azionisti degli emittenti. Sempre ai fini dell'attuazione delle disposizioni del Codice, il Consiglio di Amministrazione, nella riunione del 16 marzo 2007, acquisito il parere positivo del Comitato per il controllo interno, ha nominato il Responsabile Internal Audit a Preposto al controllo interno di Eni.

Infine, nella riunione del 29 marzo 2007, il Consiglio ha approvato modifiche ai Regolamenti del Comitato per il controllo interno e del Compensation Committee per adeguamenti alle indicazioni del Codice Eni. A seguito di ciò, il 7 giugno 2007, il numero dei consiglieri membri del Comitato per il controllo interno è stato portato da cinque a quattro, in modo da non superare la maggioranza dei membri del Consiglio di Amministrazione.

Successive modifiche sono state effettuate dal Consiglio nelle riunioni del 17 aprile, 7 giugno e 4 luglio 2007.

Nel 2006 hanno partecipato alle adunanze consiliari in media l'85% degli amministratori e l' 83% degli amministratori non esecutivi indipendenti; il Consiglio si è riunito 16 volte; nel 2007 vi sono state 25 riunioni, con la partecipazione in media del 91% degli amministratori e dell'87% degli amministratori non esecutivi indipendenti.

Conformemente a quanto stabilito dal Codice ENI, il Consiglio di amministrazione ha cominciato ad effettuare, a partire dall'esercizio 2006, una valutazione sulla propria dimensione, composizione e funzionamento, avvalendosi di un consulente esterno. Le indagini svolte a tal fine, condotte attraverso interviste individuali con i singoli consiglieri, erano mirate ad individuare il livello di funzionamento e di efficienza del Consiglio stesso e gli eventuali elementi limitativi o migliorativi di tali aspetti ed infine, la corrispondenza dell'efficienza del Consiglio rispetto alle altre principali realtà aziendali italiane, attraverso un'analisi di benchmarking.

Il 25 maggio 2006 l'Assemblea ha autorizzato la copertura assicurativa dei rischi manageriali degli Amministratori e dei Sindaci, mediante estensione della analoga polizza prevista per i dirigenti della Società.

2.4. I Comitati del Consiglio di amministrazione

Come si è detto, il Consiglio ha istituito al proprio interno tre comitati con funzioni consultive e propositive; la loro composizione, i loro compiti e il loro funzionamento sono disciplinati dal Consiglio nel rispetto dei criteri fissati dal Codice Eni.

Essi sono il Comitato per il controllo interno, il Compensation Committee e l'Osservatorio Petrolifero Internazionale, tutti composti in prevalenza da amministratori indipendenti.

2.4.1. Il Comitato per il controllo interno

Il Comitato per il controllo interno, istituito nel 1994, svolge nei confronti del Consiglio di amministrazione funzioni propositive e consultive in materia di vigilanza sul generale andamento della gestione della società.

Nella riunione del 29 marzo 2007, il Consiglio ha approvato il nuovo regolamento del Comitato a seguito dell'adozione del Codice di autodisciplina di Eni in adesione al nuovo Codice promosso da Borsa Italiana. A seguito di ciò, il 7 giugno 2007, il numero dei consiglieri membri del Comitato per il controllo interno è stato portato da cinque a quattro, secondo quanto prevede il Codice Eni, in modo da non superare la maggioranza dei membri del Consiglio di amministrazione.

Il Comitato riferisce al Consiglio almeno due volte l'anno in occasione dell'approvazione del bilancio e della relazione semestrale sull'attività svolta, nonché sull'adeguatezza del sistema di controllo interno.

Il Comitato, nel corso del 2007, si è riunito 14 volte, mentre nel 2006 si era riunito 15 volte.

In particolare i suoi compiti sono:

a) valutare, unitamente al Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e con la Società di revisione, il corretto utilizzo dei principi contabili e la loro omogeneità ai fini della redazione del bilancio consolidato;
b) esprimere pareri, su richiesta dell'Amministratore Delegato, su aspetti inerenti alla identificazione dei principali rischi aziendali nonché alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno;
c) esaminare il piano di lavoro preparato dal Responsabile dell'Internal Audit nonché le relazioni periodiche, almeno trimestrali, da esso predisposte sull'attività svolta;
d) svolgere ulteriori compiti che gli vengono attribuiti dal Consiglio di Amministrazione, in particolare esprimere parere sulle regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate e di quelle nelle quali un amministratore sia portatore di un interesse, in proprio o per conto terzi;
e) esprimere il proprio parere sulle proposte di nomina e revoca del Responsabile dell'Internal Audit formulate dall'Amministratore Delegato d'intesa con il Presidente al Consiglio di Amministrazione e su quelle inerenti la sua remunerazione coerentemente con le politiche aziendali;
f) valutare i rilievi che emergono dai rapporti di revisione dell'Internal Audit, dalle comunicazioni del Collegio Sindacale e dei singoli componenti del medesimo Collegio, dalle relazioni e dalle management letter delle Società di revisione, dalla relazione annuale del Garante per il Codice di comportamento, dalle relazioni dell'Organismo di Vigilanza e dalle indagini e dagli esami svolti da terzi.

Il Comitato assiste, inoltre, il Consiglio di Amministrazione nella valutazione periodica, almeno annuale, dell'adeguatezza, efficacia ed effettivo funzionamento del sistema di controllo interno.

2.4.2. Il Compensation Committee (Comitato per la remunerazione)

Istituito dal Consiglio di amministrazione nel 1996, ha funzioni propositive nei confronti del Consiglio in materia di remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato, con riguardo alle varie forme di compenso e di trattamento economico, nonché in materia di piani di incentivazione annuale e di lungo termine, anche azionaria, di definizione dei criteri per la remunerazione del top management del Gruppo, nella fissazione degli elementi di valutazione dei risultati dei piani di performance e incentivazione.

Nel marzo 2007 è stato approvato il suo nuovo regolamento sulla base del Codice di autodisciplina delle società quotate in borsa, nonché dal Codice ENI approvato dal Consiglio nel dicembre 2006.

Riferisce al Consiglio almeno due volte l'anno in occasione dell'approvazione del bilancio e della relazione semestrale sull'attività svolta.

Il Comitato, nel corso del 2007, si è riunito 4 volte, mentre nel 2006 si era riunito 9 volte.

2.4.3. L'Osservatorio Petrolifero Internazionale (Oil & Gas Committee)

L'Osservatorio Petrolifero Internazionale, Oil & Gas Committee, istituito dal Consiglio di Amministrazione nel 2002 (al quale partecipa anche l'Amministratore delegato), ha il compito di monitorare l'andamento dei mercati petroliferi internazionali e di approfondirne i diversi aspetti strategici della gestione.

Nel corso del 2006 e del 2007 si è riunito rispettivamente 5 e 4 volte, esaminando le diverse opzioni di crescita della società, analizzando lo scenario internazionale degli idrocarburi ed i comportamenti dei principali competitor in termini di politica di crescita, di portafoglio e di efficienza, per trarne considerazioni strategiche in merito alle opportunità di espansione dell' Eni a livello internazionale nel breve, medio e lungo periodo.

Nel 2007 l'Osservatorio ha preso in esame il Master Plan 2008-2020, documento che delinea le direttrici strategiche di lungo termine di Eni e che costituisce il riferimento per la formulazione delle strategie industriali della Società, con esame delle principali tendenze del sistema energetico mondiale al 2020, con particolare riguardo all'offerta mondiale di petrolio e all'evoluzione del sistema mondiale di raffinazione.

In particolare l'Osservatorio ha posto l'attenzione sui criteri metodologici da adottare nell'esame dei problemi relativi all'andamento del prezzo del petrolio e del

gas naturale ed alla valutazione del conseguente impatto sulle politiche di investimento del Gruppo.

2.5. Il Collegio sindacale

Il Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 22 marzo 2005, avvalendosi della facoltà concessa dalla SEC nella Rule 10A-3 agli emittenti esteri quotati negli USA, ha individuato nel Collegio Sindacale l'organo che dal 1 giugno 2005 svolge, nei limiti consentiti dalla normativa italiana, le funzioni attribuite dal Sarbanes-Oxley Act e dalla normativa SEC all'Audit Committee degli emittenti USA.

Di conseguenza, il Collegio ha adottato, in data 15 giugno 2005, il "Regolamento sulle funzioni attribuite al Collegio sindacale dell'Eni ai sensi della normativa statunitense" ed ha integrato le proprie funzioni estendendo le competenze ad attività di vigilanza interessanti le società controllate in Italia e all'estero, avvalendosi anche della collaborazione dei collegi sindacali delle società stesse.

Tale Regolamento è stato successivamente modificato in data 30 marzo 2007 in osservanza alle disposizioni di cui al d.lgs. 303/2006, di modifica dell'art.159, comma 1, T.U. della Finanza e al Codice ENI, nonché alle variazioni organizzative intervenute nel frattempo.

Il nuovo Collegio sindacale è stato nominato dall'Assemblea ordinaria degli azionisti il 10 giugno 2008 per tre esercizi e cioè fino alla data dell'assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2010.

Ai sensi dell'art.28.2 dello Statuto, come modificato dall'Assemblea del 25 maggio 2006 per adeguarne il testo alle prescrizioni della legge 28 dicembre 2005, n.262 (Legge sulla tutela del risparmio), l'Assemblea nomina Presidente del Collegio Sindacale uno dei candidati eletti tratti dalle liste diverse da quella che ha ottenuto la maggioranza dei voti; tale disposizione ha trovato prima applicazione in occasione del rinnovo dell'organo nel giugno 2008.

Il Collegio è composto da cinque sindaci effettivi e due supplenti e svolge i compiti di cui all'art.149 del d.lgs. n.58/1998 (T.U. della Finanza), vigilando sull'osservanza della legge e dell'atto costitutivo, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della società per gli aspetti di competenza, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite alle società controllate. Inoltre la Legge sulla tutela del pubblico risparmio attribuisce a tale organo anche la vigilanza "sulla modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste da codici di comportamento redatti da società di gestione di mercati

regolamentati o da associazioni di categoria cui la società, mediante informativa al pubblico, dichiara di attenersi".

Ai sensi del Codice Eni, conformemente al Codice di Borsa, il Collegio vigila altresì sull'indipendenza della società di revisione, verificando tanto il rispetto delle disposizioni normative in materia quanto la natura e l'entità dei servizi diversi dal controllo contabile prestati al Gruppo Eni direttamente e tramite società appartenenti alla sua rete. Ai sensi del Testo Unico della Finanza, il Collegio Sindacale formula la proposta motivata all'Assemblea relativamente al conferimento dell'incarico di revisione contabile e alla determinazione del compenso da riconoscere al revisore.

Ad integrazione della normativa nazionale vigente, infine, la normativa internazionale dispone la competenza del Collegio in ulteriori ambiti quali, esemplificando, l'approvazione delle procedure concernenti la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla Società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno contabile o di revisione contabile; l' esame delle comunicazioni periodiche della società di revisione relative ai criteri e alle prassi contabili da utilizzare, ai trattamenti contabili alternativi previsti dai principi contabili generalmente accettati analizzati con il management, etc.

Il Collegio nel corso del 2006 si è riunito 20 volte con la partecipazione media di circa l'82% dei suoi componenti, mentre nel 2007 si è riunito 18 volte con la partecipazione media di circa l'89% dei suoi componenti.

I risultati operativi dell'attività del Collegio, come risultanti dalle relazioni allegate ai bilanci degli esercizi in esame, mostrano la completa attuazione dei compiti sopradescritti con adeguatezza di interventi e competenza.

2.6. Il Sistema di Controllo Interno

Il Sistema di controllo interno consiste nell'insieme di regole, procedure e strutture organizzative che consentono, attraverso un adeguato processo di identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi, una conduzione dell'impresa sana, corretta e coerente con gli obiettivi prefissati. Integra il sistema il Codice di Comportamento ENI che ritiene fondamentale per gli investitori poter fare affidamento su logiche di trasparenza contabile e di legittimità sia formale che sostanziale del comportamento dei dipendenti, a qualsiasi livello considerati, in quanto dall'efficienza di tale sistema dipendono l'efficienza e l'efficacia delle operazioni aziendali, l'affidabilità dell'informazione finanziaria, la salvaguardia del patrimonio sociale e il rispetto di leggi e regolamenti.

La maggiore sensibilità normativa sull'argomento degli ultimi anni sia a livello nazionale che internazionale ha determinato significativi cambiamenti; più in

particolare: l'estensione del campo di applicazione del d.lgs. n.231/2001 (esteso da ultimo ai reati sulla sicurezza e sulla salute) che ha determinato l'ampliamento dei compiti e responsabilità dell'Organismo di vigilanza (par.2.6.2), del Modello di organizzazione e del perimetro di vigilanza; il recepimento nell'ordinamento nazionale delle disposizioni per la tutela del risparmio e la disciplina dei mercati finanziari (L.262/2005) che ha determinato la nomina del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e societari[2] e al rilascio, nel 2007, delle attestazioni di adeguatezza e applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio ai fini SOA; infine, l'adesione al Codice di Autodisciplina emanato dalla Borsa Italiana spa nel marzo 2006 e adottato da ENI a fine 2006, che ha previsto la figura del Preposto al controllo interno ed ha ridefinito ruoli, compiti e responsabilità del Cda, dell'amministratore delegato, del comitato di controllo interno e del collegio sindacale.

2.6.1. L'Internal Audit

Nell'ambito del sistema di controllo interno, un ruolo rilevante è svolto dall'unità Internal Audit, posta alle dipendenze dell'Amministratore Delegato e del Collegio sindacale, quale audit committee ai sensi della legislazione USA applicabile, a cui è affidato il compito di fornire un'attività indipendente ed obiettiva finalizzata a promuovere azioni di miglioramento dell'efficienza e dell'efficacia del Sistema di Controllo Interno e dell'organizzazione aziendale.

Al responsabile di tale funzione sono stati attribuiti anche i compiti e le responsabilità della nuova figura di Preposto al controllo interno, a seguito della nomina avvenuta nella riunione consiliare del 16 marzo 2007 e riconfermata nel giugno 2008.

Nel corso del 2007 è avvenuta l'unificazione delle attività di internal audit del Gruppo in capo all'Internal Audit di Eni[3], soluzione adottata in linea con il ruolo affidato alla Capogruppo di presidio della definizione delle linee di indirizzo e della valutazione dell'adeguatezza, dell'efficacia e dell'effettivo funzionamento del Sistema di controllo Interno.

L'Internal Audit svolge le proprie attività di monitoraggio nel sistema di controllo interno sulla base di un Piano Integrato di Audit, elaborato annualmente poi sottoposto alla preventiva valutazione del Comitato per il controllo interno e del Collegio Sindacale ed all'approvazione del Consiglio di Amministrazione e dell'Organismo di Vigilanza (per gli aspetti rilevanti ai fini del D.Lgs n.231/01).

---

[2] Individuato nel giugno 2007 nel CFO di ENI.

[3] Ad esclusione delle controllate quotate e di quelle soggette a disciplina regolatoria.

L'Internal Audit comunica periodicamente agli Organi di Controllo ed al vertice societario gli esiti della sua attività e dell'attività di monitoraggio delle azioni correttive, ha libero accesso ai dati, alla documentazione e alle informazioni utili allo svolgimento delle proprie attività.

Inoltre ha tra i suoi compiti quelli di accertare la rispondenza dei dati contabili ed extra contabili e l'efficienza dei processi amministrativi e dei sistemi di controllo impiegati, di assicurare la realizzazione ed il mantenimento del sistema di identificazione, mappatura e classificazione delle aree a rischio ai fini dell'attività di auditing e di vigilanza e di controllo definite dal modello di organizzazione, gestione e controllo ex d.lgs. n.231/2001, nonché di tenere i rapporti con le società di revisione.

Il Comitato di controllo interno e il Collegio sindacale valutano il piano di lavoro dell'attività di auditing e le risultanze che emergono dai rapporti di revisione; l'Organismo di vigilanza approva il programma di vigilanza e valuta le risultanze dei rapporti di controllo.

Il Preposto al controllo interno è incaricato di verificare che il sistema di controllo interno sia sempre adeguato, pienamente operativo e funzionante; riferisce sul suo operato all'Amministratore Delegato, al Comitato per il controllo interno ed al Collegio Sindacale ed esprime una valutazione sull'idoneità del sistema di controllo interno a conseguire un accettabile profilo di rischio complessivo.

2.6.2. L'Organismo di vigilanza (d.lgs. n.231/2001)

Il decreto legislativo 8 giugno 2001 n.231[4] ha introdotto la disciplina della responsabilità amministrativa delle società, secondo la quale le società possono essere ritenute responsabili, e conseguentemente sanzionate patrimonialmente ed anche con l'interdizione totale o parziale a svolgere l'attività, in relazione a taluni reati commessi o tentati nell'interesse o a vantaggio della società stessa dagli amministratori o dai dipendenti[5].

L'art.6 del d.lgs. citato prevede, tuttavia, che le società possono essere esonerate dalla responsabilità conseguente alla commissione dei reati indicati se l'organo dirigente ha adottato modelli di organizzazione, gestione e controllo idonei a

---

[4] (Disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, delle società e delle associazioni anche prive di personalità giuridica, a norma dell'art. 11 della legge 29 settembre 2000, n. 300).

[5] Le fattispecie di reato attualmente previste nel Modello sono: A) delitti contro la P.A. e la fede pubblica e reati societari come modif. e integrati dalla L.262/2005; B) reati legati all'eversione dell'ordine democratico e al finanziamento del terrorismo, delitti contro la personalità individuale, così come modif. e integrati dalla L.38/2006, Market abuse ex lege 62/2005 che prevede tra l'altro, la responsabilità delle società in caso di "Abuso di informazioni privilegiate" e "Manipolazione del mercato", Delitti contro la persona ex lege 7/2006, reati transnazionali ex lege 146/2006; C) delitti di omicidio colposo e lesioni personali colpose gravi o gravissime commessi in violazione delle norme antinfortunistiche e sulla tutela dell'igiene e della salute sul lavoro, di cui agli artt.589 e 590, 3c., c.p. ex lege 123/2007, tutti recepiti nella nuova versione del Modello approvato nel 2008.

prevenire i reati stessi ed ha affidato il compito di vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello e di curarne l'aggiornamento ad un organismo dotato di autonomi poteri di iniziativa e controllo.

Di conseguenza il Consiglio di Amministrazione Eni, nelle adunanze del 15 dicembre 2003 e del 28 gennaio 2004, ha approvato il "Modello di organizzazione, gestione e controllo ex decreto legislativo 8 giugno 2001 n.231" ed ha istituito l'Organismo di vigilanza.

La composizione dell'Organismo, inizialmente di tre membri, è stata modificata dal Consiglio di Amministrazione nella riunione del 7 giugno 2007 con l'inserimento di due membri esterni, uno dei quali è stato nominato presidente dell'Organismo.

Nella riunione del 14 marzo 2008 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'aggiornamento del modello 231 in relazione ai cambiamenti organizzativi aziendali di Eni, all'evoluzione della giurisprudenza e della dottrina, alle considerazioni derivanti dall'applicazione del modello, alla prassi delle società italiane ed estere in ordine ai modelli e all'evoluzione del quadro normativo[6]. Dell'aggiornamento del modello 231 è parte integrante e principio generale non derogabile il nuovo Codice Etico di Eni.

L'Organismo di Vigilanza riferisce al Presidente, all'Amministratore Delegato (il quale informa il Consiglio di Amministrazione nell'ambito dell'informativa sull'esercizio delle deleghe conferite), al Comitato per il Controllo Interno e al Collegio Sindacale in merito all'attuazione del modello 231 e all'emersione di eventuali aspetti critici.

Il Modello è approvato dal Consiglio di Amministrazione, mentre il compito di attuare, aggiornare e adeguare il Modello è dell'Amministratore Delegato, in virtù dei poteri di amministrazione a esso conferiti. È tuttavia riservato al Consiglio di Amministrazione il compito di aggiornare e adeguare i principi generali non derogabili del Modello.

I compiti dell'Organismo di Vigilanza sono così definiti:

- vigilanza sull'effettività del Modello;
- disamina dell'adeguatezza del Modello, ossia della sua reale capacità nel prevenire i comportamenti illeciti;
- analisi circa il mantenimento, nel tempo, dei requisiti di solidità e funzionalità del Modello e promozione del necessario aggiornamento.

Nello svolgimento dei compiti assegnati, l'Organismo di Vigilanza ha accesso senza limitazioni alle informazioni aziendali per le attività di indagine, analisi e controllo; vige di conseguenza obbligo di informazione, in capo a qualunque funzione aziendale, dipendente e/o componente degli organi sociali, a fronte di richieste da

[6] Normativa inerente al SOA e alla tutela del risparmio.

parte dell'Organismo di Vigilanza o al verificarsi di eventi o circostanze rilevanti ai fini dello svolgimento delle attività di competenza.

2.7. I compensi degli organi

I compensi all'Amministratore Delegato sono determinati dal Consiglio di amministrazione su proposta del Compensation Committee, sentito il Collegio sindacale, con riferimento al trattamento economico stabilito per il predecessore, al trattamento economico nel precedente incarico in altra società, in confronto con il mercato nazionale e internazionale e delle prassi normalmente adottate nel mercato.[7]

La remunerazione per l'Amministratore Delegato, che riveste anche la qualifica di direttore generale, così come la retribuzione dei Direttori Generali delle Divisioni e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche, è costituita da una parte fissa, una parte variabile e un'incentivazione di lungo termine. La remunerazione del Presidente non comprende l'incentivazione a lungo termine.

La componente fissa dell'Amministratore Delegato e del Presidente viene stabilita in relazione alle deleghe loro conferite, mentre quella dei Direttori Generali delle Divisioni e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche è determinata in base al ruolo e alle responsabilità assegnate, con riferimento ai livelli adottati per posizioni equivalenti nel mercato delle grandi imprese nazionali e internazionali (settori oil, industria e servizi) e con adeguamenti annuali stabiliti per merito (continuità della performance individuale) o per promozione (progressione di ruolo/responsabilità).

La remunerazione variabile viene erogata annualmente in forma monetaria ed è connessa al raggiungimento di specifici obiettivi aziendali (economico-finanziari, operativi e strategici) e individuali (delle singole aree di business o funzionali) stabiliti per l'esercizio precedente.

Nell'anno 2007 è stata determinata con riferimento agli obiettivi Eni dell'anno 2006 approvati dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Compensation Committee, definiti in coerenza con il piano strategico e il budget annuale in termini di Performance Reddituale e Generazione di Cassa (peso 40%), Performance Operativa delle Divisioni (peso 30%), Progetti Strategici (peso 20%) ed Efficienza Corporate (peso 10%).

I risultati aziendali hanno condotto alla determinazione della remunerazione variabile in misura del 116% del livello base, nell'intervallo tra il minimo (85%) e il massimo (130%) dell'erogazione prevista.

---

[7] A tale proposito nel maggio 2005 una società di consulenza è stata incaricata di realizzare uno studio sul posizionamento retributivo dell'AD dell'Eni rispetto ai CEO delle maggiori compagnie petrolifere internazionali.

La remunerazione annua fissa del Presidente è determinata in 500.000 euro annui, oltre il compenso e quanto altro stabilito dalla delibera assembleare del 27 maggio 2005 che ha deliberato il compenso annuo spettante al Presidente in 265.000 euro e agli amministratori in 115.000 euro. Per quanto riguarda l'Amministratore Delegato si rinvia alle successive tabelle.

L'Assemblea ha deliberato, inoltre, un compenso variabile fino a un massimo di 80.000 euro per il Presidente e di 20.000 euro per gli altri amministratori; l'importo da corrispondere è determinato in funzione del posizionamento di Eni nell'anno di riferimento in termini di apprezzamento del titolo, tenuto conto del dividendo erogato, rispetto a quello delle altre sette maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. La parte variabile del compenso è corrisposta al Presidente in ragione di 80.000 o 40.000 euro e agli Amministratori in ragione di 20.000 o 10.000 euro, rispettivamente se Eni nell'anno di riferimento si colloca ai primi due posti, ovvero al terzo o al quarto posto della graduatoria; negli altri casi la parte variabile non è corrisposta.

Il Consiglio di Amministrazione ha verificato che ENI sia nel 2005 che nel 2006 si è collocata al terzo posto.

Il 27 luglio 2006 il Consiglio di Amministrazione, su proposta del Compensation Committee e sentito il parere del Collegio Sindacale, ha deliberato un compenso agli amministratori per la loro partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio, con esclusione del Presidente e dell'Amministratore Delegato.

Per i Presidenti dei Comitati il compenso annuo è di 30.000 euro, per gli altri è di 20.000 euro; nel caso di partecipazione a più di un comitato, il compenso annuo in qualità di Presidente di Comitato è di 27.000 euro e il compenso annuo in qualità di altro componente è di 18.000 euro.

Il 25 maggio 2006 l'Assemblea ha autorizzato la copertura assicurativa dei rischi manageriali degli Amministratori e dei Sindaci, mediante estensione della analoga polizza prevista per i dirigenti della Società. La relativa polizza è stata attivata secondo i termini e le condizioni standard del mercato assicurativo.

Nel marzo 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato, su proposta del Compensation Committee, il nuovo sistema di incentivazione di lungo termine per i dirigenti di Eni e delle società controllate non quotate, al fine di dare maggiore sostegno alla motivazione e alla fidelizzazione del management e di stabilire una più stretta connessione tra obiettivi, performance realizzate e incentivazione.

I seguenti prospetti rappresentano i compensi ai componenti degli organi collegiali, con la specificazione che nella colonna a) è indicata la parte fissa della remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato, il compenso fisso degli amministratori, il compenso degli amministratori per la partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio e il compenso del Presidente del Collegio Sindacale e dei sindaci

remunerazione e della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale; nella colonna d) "Altri compensi" è indicata la parte fissa e altre competenze della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale. Relativamente ai sindaci, sono indicati i compensi per cariche ricoperte in società controllate.

Per quanto riguarda i compensi ai Dirigenti, si rinvia al paragrafo 3.4.

Compensi 2006

(migliaia di euro)

Consiglio di amministrazione	**a) Emolumenti per la carica ENI**	**b) Benefici non monetari**	**c) Bonus e altri incentivi**	**d) Altri compensi**	**TOTALE**
Presidente	765	15	415		**1.195**
Consiglieri	130 **		10		**140 ****
Amministratore Delegato e Direttore Generale	430	62	834	1.014	**2.340**
Collegio Sindacale					
Presidente	115			89 *	**204**
Sindaci effettivi	80			54 **	**134**

*Comprensivo della carica di Presidente del Collegio Sindacale della Saipem e di ENI Servizi
** Media numerica

Compensi 2007

(migliaia di euro)

Consiglio di amministrazione	**a) Emolumenti per la carica ENI**	**b) Benefici non monetari**	**c) Bonus e altri incentivi**	**d) Altri Compensi**	**TOTALE**
Presidente	765	16	388		**1.169**
Consiglieri	135 *		10		**145**
Amministratore Delegato e Direttore Generale	430	62	1.277	1.016	**2.785**
Collegio Sindacale					
Presidente	115			88 **	**203**
Sindaci effettivi	80			39 *	**136 ***

*Media numerica poiché l'importo è in misura diversa per ogni consigliere e/o sindaco
**Comprensivo della carica di Presidente del Collegio Sindacale della Saipem e di ENI Servizi

Capitolo III
La struttura aziendale e le risorse umane

3.1. La struttura aziendale

Il nuovo assetto organizzativo della Società prende le mosse dalla delibera assunta nel 1997 dal Consiglio di Amministrazione che ha disposto l'incorporazione in ENI dell'Agip S.p.A., per effetto della quale l'Eni ha iniziato ad assumere la configurazione di società operativa con struttura divisionalizzata, modificando il precedente assetto di holding di partecipazione; ciò al fine della semplificazione organizzativa, della riduzione dei costi e della maggiore efficienza nella gestione.

Dopo l'incorporazione dell'Agip e la costituzione della Divisione Exploration & Production (con effetto 1 gennaio 1998) l'assetto divisionale è proseguito con l'incorporazione della Snam e la conseguente costituzione della Divisione Gas & Power (con effetto 1 febbraio 2002); il processo di divisionalizzazione ha visto poi l'incorporazione dell'Agip Petroli e la conseguente costituzione della Divisione Refining & Marketing (con effetto 1 gennaio 2003).

Questo processo ha determinato una diversa configurazione anche delle attività delle Corporate e dei servizi condivisi di Gruppo, il tutto organizzato nei seguenti blocchi:

1) Strutture dell'Eni Corporate con ruoli di indirizzo, presidio operativo di funzioni trasversali e/o di supporto alle aree di business, nonché di controllo, sia sulle Divisioni dell'Eni s.p.a. che sulle controllate del gruppo. Alle strutture Corporate fanno riferimento le società di servizi condivisi/di scopo di gruppo;
2) Strutture delle Divisioni (Exploration & Production, Gas & Power, Refining & Marketing) con ruoli operativi di business: propongono e realizzano le strategie di settore previa approvazione dei livelli decisionali competenti. La loro attività si esplica sia direttamente che per il tramite di società controllate in Italia e all'estero.

I risultati cui è pervenuta l'Eni nel quadro delle principali compagnie sono l'effetto della trasformazione in società per azioni e della privatizzazione, che è stata attuata fino a ridurre la presenza pubblica nel capitale della società a circa il 30 per cento (diviso tra Ministero dell'Economia e delle Finanze per il 20,31% e la Cassa depositi e prestiti per il 9,99%).

Nel biennio in esame l'ENI ha proseguito nel piano di adeguamento dell'assetto, cercando di perseguire gli obiettivi di sviluppo ed efficienza indicati nel Piano strategico 2006-2009 e di aumentare il grado di integrazione tra le strutture della Corporate ENI e del business, attraverso una responsabilizzazione delle aree di business, il rafforzamento del ruolo Corporate, una semplificazione complessiva dell'assetto organizzativo.

A tal fine, si segnala per il 2006 l'atto di fusione per incorporazione dell'EniTecnologie spa in Eni spa che ha avuto efficacia dal 1 agosto 2006, finalizzata all'integrazione delle attività di ricerca dell'ENI e alla semplificazione dell'assetto partecipativo del Gruppo, mediante la riduzione dei livelli decisionali e la razionalizzazione delle strutture di staff a supporto dei business.

Nel 2007, sempre nell'ambito del processo di semplificazione della struttura organizzativa e societaria del Gruppo, sono state effettuate diverse operazioni straordinarie di cui le più rilevanti sono state la fusione di Enifin SpA e di Eni Portugal Investment SpA in data 13 dicembre 2006; la fusione di Napoletana Gas Clienti SpA , di Siciliana Gas Clienti SpA in data 19 luglio 2007; la scissione del ramo d'azienda "Attività di commercializzazione, trading e risk management" di EniPower SpA in favore di Eni SpA, stipulato il 25 ottobre 2007; il conferimento del ramo d'azienda "Trading & Shipping" di Eni SpA a favore della Eni Trading & Shipping SpA in data 28 settembre 2007.

3.2. Comitati

Nell'ENI sono costituiti i seguenti organi collegiali:

Comitato di direzione

Con la trasformazione dell'Eni da holding di partecipazione a società operativa divisionalizzata ha assunto un ruolo sempre più rilevante il Comitato di Direzione.

Questo Comitato ha assunto la fisionomia e il ruolo di un management commitee, cioè di una tecnostruttura: si tratta di un modello organizzativo, di derivazione americana, attuato in Italia per la prima volta dall'Eni.

Il Comitato di direzione ha i compiti, definiti dall'Amministratore Delegato con Ordine di Servizio del 14 ottobre 2005, di valutare le operazioni di più rilevante importanza per lo sviluppo del Gruppo; di valutare gli investimenti di maggiore rilevanza per il Gruppo sotto il profilo dell'impatto strategico e dei rischi e quelli di importo superiore a 100 milioni di euro, nonché le iniziative di esplorazione e di portafoglio della Divisione E&P in nuove aree; di esaminare le relazioni trimestrali e i forecast.

In particolare al Comitato sono sottoposti gli argomenti indicati dall'Amministratore Delegato, anche su proposta dei Direttori generali di divisione/Presidenti delle società proponenti/Direttori Corporate, nonché gli argomenti che l'Amministratore Delegato intende sottoporre al Consiglio.

Sono tenuti a partecipare i Direttori generali di divisione, il Direttore del personale e organizzazione, il Direttore strategie e relazioni internazionali, il Direttore amministrativo, il Direttore Finanziario, il Direttore Relazioni Istituzionali e

Comunicazione, il Direttore Affari Societari, l'Assistente Esecutivo dell'Amministratore Delegato nonché il Presidente della Società rilevante/Direttore Corporate responsabile degli argomenti all'ordine del giorno. Il Presidente è invitato a partecipare alle riunioni.

Comitato per il codice di comportamento ENI

È stato costituito in conformità a quanto disposto dal codice di comportamento. Ha il compito di esprimere parere sulle proposte del Garante in merito alla diffusione e all'aggiornamento del Codice, di esaminare la relazione annuale sull'attuazione del Codice e di intervenire su segnalazioni, nel caso di notizie di possibili violazioni del codice. È composto dal Direttore risorse umane e servizi al business, dal Direttore affari legali e dal responsabile internal audit.

Comitato di coordinamento tutela dati personali

Istituito dall'Amministratore Delegato con il compito di assistere il vertice societario nella valutazione ed identificazione delle azioni necessarie per garantire il pieno rispetto degli adempimenti previsti dalla legge sulla privacy, assicurare criteri di unitarietà nel mantenimento dei rapporti con il Garante e raccogliere e valutare le informazioni da parte dei Responsabili del trattamento.

3.3. Evoluzione del personale e del costo del lavoro del Gruppo

Nel biennio il Gruppo ha perseguito il processo di miglioramento del mix qualitativo delle risorse umane con la ricerca di nuove competenze professionali.

Complessivamente l'occupazione relativa alle imprese consolidate dell'Eni al 31.12.2007 era di 75.862 dipendenti, con un aumento di 2.290 unità (+3,1%) rispetto all'esercizio 2006 (73.572 unità), determinato dall'incremento di 2.628 locali esteri e dalla diminuzione di 338 occupati assunti in Italia.

Il numero dei dipendenti assunti e operanti all'estero risulta pari, nel 2007, a 36.435 (48% dell'occupazione di Gruppo). Rappresentano il 52% dell'occupazione complessiva i dipendenti assunti in Italia (39.427 unità), di cui 36.300 operanti in territorio nazionale, 2.940 operanti all'estero e 187 marittimi, con una diminuzione, come si è detto, di 338 unità.

Occupazione

	31.12.2005	31.12.2006	31.12.2007
Exploration & Production	8.030	8.336	9.334
Gas & Power	12.324	12.074	11.582
Refining & Marketing	8.894	9.437	9.428
Petrolchimica	6.462	6.025	6.534
Ingegneria e Costruzioni	28.684	30.902	33.111
Altre attività	2.636	2.219	1.172
Corporate e società finanziarie	5.228	4.579	4.701
TOTALE	**72.258**	**73.572**	**75.862**

Il **costo lavoro 2006** (3.650 milioni di euro) è aumentato di 299 milioni di euro (+8,9%) rispetto al 2005, soprattutto per effetto dell'incremento dei costi per esodi agevolati (99 milioni di euro), delle ordinarie dinamiche retributive e dell'incremento dell'occupazione media all'estero, prevalentemente nel settore Ingegneria e Costruzioni, parzialmente compensato dalla riduzione dell'occupazione media in Italia.

Il **costo lavoro 2007**, pari a 3.800 milioni di euro, è aumentato di 150 milioni di euro (+4,1%) per effetto fondamentalmente della crescita del costo lavoro unitario in Italia e all'estero e dell'incremento dell'occupazione media nel settore Ingegneria & Costruzioni, in relazione ai maggiori livelli di attività, nonché nel settore Exploration & Production, per effetto dell'acquisizione di asset.

Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti, oltre che dall'effetto cambio, dalla rilevazione del provento non ricorrente (83 milioni di euro) derivante dalla rideterminazione del fondo trattamento di fine rapporto a seguito delle modifiche introdotte dalla Legge Finanziaria 2007, relative alla destinazione delle quote maturande che hanno modificato la natura dell'istituto da programma a benefici definiti a programma a contributi definiti. Tale rideterminazione comporta l'esclusione dal calcolo attuariale delle retribuzioni future e delle relative ipotesi di incremento.

Più in particolare, il biennio ha visto modificare la natura del Trattamento di fine rapporto. Infatti è necessario specificare che, mentre secondo i principi contabili italiani, i benefici successivi al rapporto di lavoro (quali pensioni, assicurazioni sulla vita e assistenza medica successivi al rapporto di lavoro, etc.) devono essere rilevati per competenza durante il periodo di attività dei dipendenti, in conformità alla legislazione e ai contratti di lavoro applicabili, i principi IFRS stabiliscono, invece, che i benefici successivi al rapporto di lavoro siano definiti sulla base di programmi, anche non formalizzati, distinti in programmi a contributi definiti e programmi a benefici definiti.

I programmi a contributi definiti prevedono che l'obbligazione dell'impresa sia adempiuta versando i contributi allo Stato oppure ad un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo) o ad un patrimonio.

I programmi a benefici definiti, invece, sono piani previdenziali, assicurativi e assistenziali che prevedono l'obbligazione dell'impresa, anche implicita, di riconoscere i benefici a favore degli ex dipendenti e quindi, gli oneri connessi, determinati sulla base di ipotesi attuariali, vengono accantonati per competenza di esercizio coerentemente al periodo lavorativo necessario per l'ottenimento dei benefici.

Inoltre, anche la Legge Finanziaria 2007 ed i successivi decreti di attuazione hanno modificato in modo rilevante la disciplina del TFR, introducendo, tra l'altro, la scelta del lavoratore in merito alla destinazione del TFR maturando, che può essere indirizzata verso fondi pensione o versata al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS, scelta che doveva essere effettuata entro il 30 giugno 2007.

In relazione a ciò, la destinazione delle quote maturande verso i fondi pensione oppure all'INPS comporta che una quota significativa del Trattamento di Fine Rapporto sia classificato come un piano a contributi definiti, in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS.

La passività relativa al Trattamento di Fine Rapporto pregresso continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo ipotesi attuariali.

La modifica della natura dell'istituto ha comportato la necessità di provvedere alla rideterminazione del valore del fondo Trattamento di Fine Rapporto pregresso per effetto essenzialmente dell'esclusione dal calcolo attuariale delle ipotesi connesse agli incrementi retributivi. Gli effetti della modifica del valore del Trattamento di Fine Rapporto pregresso rilevati a conto economico (tra i proventi non ricorrenti netti inclusi nella voce "costo lavoro") ammontano a 83 milioni di euro.

Il fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni accoglie la stima degli oneri, determinati su basi attuariali, relativi ai contributi da corrispondere al fondo stesso a beneficio dei dirigenti in servizio e in pensione.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano essenzialmente il piano di incentivazione monetaria differita e i premi di anzianità.

Quanto alla formazione e sviluppo delle risorse umane, ENI nel 2006 ha speso 57,20 milioni di euro, di cui in Italia 22,6 (+2% circa rispetto al 2005), con complessivamente 2.299.163 ore di formazione. Nel 2007 sono stati spesi per la formazione 88 milioni di euro, di cui 28 in Italia e 60 all'estero e sono state dedicate complessivamente 3.428.000 ore di formazione (1.430.000 in Italia e 1.998.000 all'estero).

Nel 2007 Eni ha avviato il primo Master in General management in collaborazione con la SDA Bocconi e il Politecnico di Milano.

(in milioni di euro)

COSTO LAVORO gruppo ENI	**2005**	**2006**	**2007**
Salari e stipendi	2.484	2.630	2.906
Oneri sociali	662	691	690
Oneri per programmi a benefici definiti e a contributi definiti	126	230	161
Altri costi	255	305	275
	3.527	**3.856**	**4.032**
A dedurre:			
-incrementi per lavori interni - attività materiali	(143)	(161)	(184)
-incrementi per lavori interni - attività immateriali	(33)	(45)	(48)
Totale	**3.351**	**3.650**	**3.800**

3.4. Evoluzione del personale e costo del lavoro in ENI spa

Per quanto riguarda ENI s.p.a il numero dei dipendenti in servizio al 31 dicembre 2006 era di 12.002 unità, mentre al 31.12.2007 le unità in servizio erano 12.431, aumento dovuto alle incorporazioni delle società controllate.

La seguente tabella espone l'andamento nel biennio.

Personale Eni s.p.a. in servizio al 31.12

	31.12.2006	**31.12.2007**	**Variazione**
Dirigenti	525	552	27
Quadri	3.664	3.836	172
Impiegati	6.248	6.536	288
Operai	1.565	1.507	(58)
Totale	**12.002**	**12.431**	**429**

Il costo del lavoro nel 2006 è stato pari a 932 milioni di euro, con un aumento del 19,5% rispetto all'esercizio 2005 (780 milioni di euro) dovuto principalmente all'incorporazione di EniTecnologie s.p.a., mentre l'esercizio 2007 mostra un costo del lavoro di 950 milioni di euro, aumento dovuto alle incorporazioni di società controllate.

Il costo del lavoro di Eni spa

(milioni di euro)

COSTO DEL LAVORO	2005	2006	2007
-Salari e stipendi	590	652	688
-Oneri sociali	188	204	209
-Oneri per programmi a benefici definiti	39	72	44
-Costi del personale in comando	15	16	38
-Altri costi	62	109	89
	894	**1.053**	**1.068**
A dedurre:			
-Proventi relativi al personale	(68)	(73)	(72)
-Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(44)	(45)	(43)
-ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(2)	(3)	(3)
TOTALE	**780**	**932**	**950**

Riportiamo per completezza di esposizione anche i dati relativi ai compensi percepiti dai Dirigenti ENI.

(milioni di euro)

2006	A	B	TOTALE
Direttori Generali			
• Divisione E&P	643	966	**1.069**
• Divisione G&P	386	669	**1.055**
• Divisione R&M	400	645	**1.045**
Altri Dirigenti con resp. strategiche	1.932	7.846	**9.778**

(milioni di euro)

2007	A	B	C	TOTALE
Direttori Generali				
• Divisione E&P	551	935	1	**1.487**
• Divisione G&P	457	654	1	**1.112**
• Divisione R&M	386	340	1	**727**
Altri Dirigenti con resp. strategiche	2.570	3.529	10	**6.109**

Dove, nella colonna A) viene indicata la parte variabile della retribuzione dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche; nella colonna B) viene indicata la parte fissa e altre competenze della retribuzione da lavoro dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche,

nonché le somme corrisposte a seguito di risoluzioni del rapporto di lavoro e nella colonna C) sono indicati i fringe benefit, incluse le polizze assicurative.

3.5. Piani di incentivazione

ENI ha avviato piani di incentivazione che prevedono l'assegnazione di diritti di acquisto su azioni Eni al fine di consentire la partecipazione ad un efficace sistema di incentivazione manageriale, indirizzati ai dirigenti di Eni SpA e delle controllate che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati del Gruppo o che sono di interesse strategico per il Gruppo. Da ultimo nel marzo 2006, il Consiglio di Amministrazione ha approvato, su proposta del Compensation Committee, il nuovo sistema di incentivazione di lungo termine.

Il nuovo sistema, in applicazione nel triennio 2006-2008, è composto da un piano di incentivazione monetaria differita, focalizzato sulla crescita del business e sull'efficienza operativa[8] e da un piano di stock option centrato sul ritorno per l'azionista. Tale struttura è stata definita con l'intento di bilanciare le componenti monetarie e azionarie del pacchetto retributivo, nonché di integrare nel lungo termine la performance economico-operativa con quella di borsa.

L'incentivo monetario differito attribuito nel 2007 potrà essere erogato dopo tre anni, in percentuale compresa tra zero e 170, in misura connessa al raggiungimento di obiettivi annuali di EBITDA (consuntivo vs. budget, a scenario costante) definiti per il triennio 2007-2009.

I piani di stock option in essere prevedono l'assegnazione a titolo gratuito di diritti di acquisto su azioni Eni ai dirigenti che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati o che sono di interesse strategico. I diritti di opzione danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, in un rapporto di 1:1, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione o (dal 2003), se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione.

L'Amministratore Delegato, in qualità di Direttore Generale della Società, partecipa ad entrambi i piani, con l'integrazione di un incentivo monetario da erogare dopo tre anni in connessione all'incremento di valore del titolo Eni.

***

[8] Tale piano ha sostituito il precedente piano di stock grant.

Il 25 maggio 2006 l'Assemblea ha approvato il Piano di stock option 2006-2008 e ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 30 milioni di azioni proprie (pari allo 0,749% del capitale sociale) al servizio del Piano.

Il Piano prevede tre assegnazioni annuali di stock option, rispettivamente nel 2006, 2007 e 2008 e, a differenza dei precedenti, ha introdotto una condizione di performance ai fini dell'esercizio delle opzioni. Al termine di ciascun triennio di vesting dall'assegnazione, il Consiglio di Amministrazione determinerà il numero di opzioni esercitabili, in percentuale compresa tra zero e 100, in funzione del posizionamento del Total Shareholders' Return (TSR) del titolo Eni rispetto a quello delle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione.

Il 27 luglio 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'assegnazione 2006 del Piano, il relativo Regolamento ed i criteri per l'individuazione degli assegnatari, dando mandato all'Amministratore Delegato di individuare, entro il 31 dicembre 2006, gli assegnatari stessi sulla base dei criteri approvati.

Le opzioni potranno essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (vesting period) e per un periodo massimo di tre anni; decorsi sei anni dalla data di assegnazione, le opzioni non esercitate decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario.

In alcune ipotesi (tra le quali la risoluzione consensuale del rapporto di lavoro dell'assegnatario o la perdita del controllo da parte di Eni SpA nella Società di cui l'assegnatario è dipendente o la cessione a società non controllata dell'azienda o del ramo d'azienda di cui l'assegnatario è dipendente;o per decesso dell'assegnatario) lo stesso o gli eredi conservano per nove mesi il diritto di esercitare le opzioni in misura proporzionale al periodo trascorso tra l'assegnazione e il verificarsi dei suddetti eventi. Nei casi di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro, se l'evento accade nel corso del vesting period, le opzioni decadono; se l'evento accade dopo il vesting period, le opzioni sono esercitabili entro tre mesi.

Al 31 dicembre 2006 erano state assegnate complessivamente n.7.050.000 nuove opzioni a 338 dirigenti, con prezzo di esercizio corrispondente alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione. La media di tali prezzi, ponderata per le quantità assegnate, corrisponde a 23,119 euro per le assegnazioni 2006 e a 27,451 euro per le assegnazioni 2007. Al 31 dicembre 2007 sono state assegnate n.6.128.500 nuove opzioni a 332 dirigenti.

Le stock option assegnate nel 2007 potranno essere esercitate dopo tre anni in quantità connessa al posizionamento del Total Shareholder Return - TSR[9] del titolo Eni rispetto a quello delle principali compagnie petrolifere internazionali, calcolato su base annua nel triennio 2007-2009. Al compimento di ciascun triennio di attuazione, i risultati dei piani di incentivazione di lungo termine saranno verificati dal Compensation Committee e approvati dal Consiglio di Amministrazione.

Al 31 dicembre 2007 il numero totale di azioni assegnate è di 17.699.625, per l'acquisto di pari azioni ordinarie di Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si riferiscono all'assegnazione 2002 per n.107.500 azioni con un prezzo di esercizio di 15,216 euro per azione, all'assegnazione 2003 per n.281.400 azioni con un prezzo di esercizio di 13,743 euro per azione, all'assegnazione 2004 per n.1.124.000 azioni con un prezzo di esercizio di 16,576 euro per azione, all'assegnazione 2005 per n.3.812.000 azioni con un prezzo di esercizio di 22,512 euro per azione, all'assegnazione 2006 per n.6.467.775 azioni con un prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità assegnate di 23,119 euro per azione e all'assegnazione 2007 per n.5.906.950 azioni con un prezzo di esercizio di 27,451 euro per azione.

Al 31 dicembre 2007 la vita utile media residua delle opzioni è di 2 anni e 7 mesi per il piano 2002, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2003, di 4 anni e 7 mesi per il piano 2004, di 5 anni e 7 mesi per il piano 2005, di 4 anni e 7 mesi per il piano 2006 e di 5 anni e 7mesi per il piano 2007.

Sintesi della assegnazioni 2006-2007

Anno	n. dirigenti	Prezzo di esercizio	nuove azioni assegnate	n. opzioni in essere al 31/12/2007
2006	338	23,119*	7.050.000	15.290.400
2007	332	27,451**	6.128.500	17.699.625
TOTALE			**13.178.500**	**32.990.025**

* Media ponderata delle medie aritmetiche dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.
** Media aritmetica dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.

Il costo dei piani di stock grant e stock option di competenza dell'esercizio 2007 ammonta a 27 milioni di euro, mentre nel 2006 ammontava a 20 milioni di euro e nel 2005 a 35 milioni di euro.

[9] Il TSR misura il rendimento di una azione in un periodo, tenuto conto sia della variazione della quotazione (rapporto tra la quotazione di inizio periodo e la quotazione di fine periodo) sia degli eventuali dividendi distribuiti e reinvestiti nell'azione alla data di stacco cedola.

CAPITOLO IV
Controversie e problematiche particolari

4.1. Azione della Fintermica s.p.a.

La Fintermica s.p.a. era in joint venture con Agip s.p.a. nella Iacorossi s.p.a. (di cui era azionista anche la Syindial), ora in liquidazione.

La Fintermica ha avanzato richiesta di risarcimento danni con intimazione del marzo del 2006, cui ha fatto seguito atto di citazione in giudizio. Ciò, per presunto abuso di posizione dominante nell'ambito della joint venture e per assunzione del controllo di fatto in relazione ai ruoli chiave ricoperti e quale fornitore strategico. Tale controllo, secondo la società attrice, avrebbe permesso all'Agip (ora incorporata in ENI) di appropriarsi dei migliori asset della Iacorossi, oltre a causare un inadeguato trend di crescita e non offrire alcun apporto in tema di assistenza tecnica e ricerca.

I ristretti termini previsti dal rito societario per predisporre una comparsa di risposta adeguatamente documentata a pena di decadenza hanno consigliato di procedere mediante arbitrato; il Collegio arbitrale è stato costituito l'8 maggio 2007 e il lodo è stato reso il 26 novembre 2008. Delle varie domande di parte attrice, che tra rate, interessi e rivalutazione raggiungevano i 400 milioni di euro, è stata accolta solo quella per il danno all'immagine limitatamente a complessivi 5 milioni di euro.

4.2. Procedimento riguardante la misurazione del gas

In data 28 maggio 2007, la Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano notificava all'ENI, ai sensi del decreto legislativo n.231 del 2001, una informazione di garanzia, accompagnata da un decreto di perquisizione e sequestro, con la contestazione tra l'altro all'AD di ENI S.p.A. e al Direttore generale della divisione Gas&Power dei reati di uso o detenzione di misure con falsa impronta (art.472 cod. pen.), evasione delle accise (art.40 L.n.504 del 1995), associazione per delinquere (416 cod. pen.), truffa semplice e aggravata perché in danno di enti pubblici (art.640 cod. pen.) e ostacolo all'esercizio di funzioni di vigilanza dell'Autorità (art. 2638 cod. civ.). L'informazione di garanzia ex. D.lgs. n. 231 era conseguenza della contestazione di truffa in danno di un ente pubblico e del reato di ostacolo all'esercizio delle funzioni di vigilanza.

A seguito della notifica, si costituiva il collegio di difesa sia per le posizioni individuali che per la società.

I fatti contestati riguardano la tematica dei sistemi di misurazione del gas. Sostiene la Procura in discorso che talune società di distribuzione facevano uso di contatori di tipo venturimetrico a diaframma, asseritamente vietati dalla normativa vigente che prevede solo contatori a volume. In sede difensiva veniva confutato tale assunto basato su un presunto principio di legalità in materia metrologica e, nel novembre 2007, veniva presentato un esposto alla Commissione europea per l'avvio di una procedura di infrazione nei confronti dell'Italia ai sensi dell'art.226 del Trattato.

La fase delle indagini preliminari del PM di Milano è stata prorogata sino a maggio 2009.

4.3. Indagini della Commissione europea nel settore del gas naturale

Il 5 maggio 2006 è stata avviata un'indagine da parte della Commissione europea volta a verificare il grado di concorrenza nel settore del gas naturale all'interno dell'Unione.

Nell'aprile 2007 la Commissione ha fatto pervenire all'ENI una nota con la quale si comunicava un approfondimento delle indagini per il sospetto che l'ENI abbia adottato comportamenti di "accaparramento di capacità e subinvestimento strategico relativamente ai gasdotti di trasmissione" ovvero, comportamenti diretti "ad escludere i concorrenti e ad arrecare un danno alla concorrenza ed ai consumatori in uno o più mercati di fornitura in Italia". Con richieste istruttorie rivolte ad ENI e a società estere di trasporto, la Commissione sta cercando di verificare se è mancata l'eventuale messa a disposizione di shipper terzi di capacità inutilizzata e l'iter delle decisioni di investimento.

Peraltro, soltanto con una contestazione formale degli addebiti (statement of obiections) o con un preliminary statement sarà possibile, anche ai fini di possibili accantonamenti, avere contezza della quantificazione del rischio di una eventuale ammenda.

Capitolo V
L'attività di gestione

5.1. La pianificazione e gli investimenti. I risultati di Gruppo.

Il piano strategico 2006-2009 è stato approvato dal Consiglio il 12 gennaio 2006. Il documento è accompagnato da un piano straordinario in cui si illustrano le logiche strategiche, si analizzano i possibili target di acquisizione e si effettuano le conseguenti valutazioni di impatto. Tale documento va oltre l'arco quadriennale di piano e pone la crescita dimensionale come obiettivo strategico, rilevando peraltro come essa, a cominciare dal problema del rimpiazzo delle riserve, non è sufficientemente garantita dallo sviluppo per linee interne. Di qui l'individuazione di potenziali target di acquisizione, per i quali si indicano criteri selettivi, tra cui spicca il mantenimento di un portafoglio di business equilibrato nei vari segmenti della filiera. L'upstream resta ovviamente il settore dominante, ma viene perseguito il bilanciamento di portafoglio ponendo particolare cura al midstream.

Il piano strategico 2006-2009 si inserisce nella tipologia dei piani pluriennali a scorrimento, nei quali il primo esercizio assume le funzioni di budget. In esso si riprende l'obiettivo della crescita per linee esterne da affiancare a quella per linee interne, sia al fine della ricostituzione delle riserve, sia con riguardo all'opportunità di crescita del midstream, il cui ruolo diverrà sempre più cruciale, per il raggiungimento di un vantaggio competitivo, se non addirittura di sopravvivenza per molte compagnie. Gli investimenti programmati del piano ammontano a 38,1 miliardi di euro, ma il piano dà atto che l'elevatezza del prezzo del greggio ha comportato anche l'aumento dei costi, sia per l'inasprimento delle condizioni contrattuali e fiscali per lo sfruttamento dei giacimenti da parte dei paesi produttori, sia per l'aumento del valore delle riserve e delle compagnie, il che rende estremamente costosa la strategia di crescita per acquisizioni. Peraltro, parte predominante degli investimenti finanziari (64%) riguarda il settore E&P.

Gli obiettivi operativi del piano prevedono tra l'altro la crescita della produzione di idrocarburi del 4% media annua, il mantenimento della posizione di market leader in Italia e la crescita della distribuzione di gas, l'aumento delle vendite di gas in Europa e nel bacino atlantico, il completamento delle centrali elettriche e la crescita della raffinazione.

Il programma di investimenti 2006-2009 viene definito dal piano come il più ampio mai varato nella storia dell'ENI e prevede una localizzazione all'estero per il 68%.

Il budget 2006 espone al conto economico un utile operativo a valori correnti di 17,5 miliardi di euro che, tenuto conto delle perdite di magazzino, scende a 16 miliardi di euro e, dopo le imposte, ad un utile netto di 8,4 miliardi e ad un utile adjusted di 9,3 miliardi. I risultati finanziari, come si vedrà più avanti, sono stati più favorevoli, esponendo il bilancio

un utile operativo di 19,3 miliardi, un utile netto record di 9,2 miliardi. e un utile netto adjusted di 10,4 miliardi. La produzione di idrocarburi presenta un target di crescita del 3% rispetto al 2005, ma le riserve certe calano del 6%. Le vendite di gas naturale sono cresciute del 4%, con riduzione in Italia a causa del clima mite dell'anno compensata ampiamente con una crescita del 15,8% nei mercati europei.

Nel luglio 2007, veniva poi approvato un master plan che proietta le sue analisi e le possibili strategie sino al 2020. In una prima sezione, viene presentato lo scenario evolutivo, nel quale la domanda mondiale di energia viene comparata con l'offerta mondiale di petrolio e di gas, completando il quadro con valutazioni sulla raffinazione e il mercato dei prodotti. Nella seconda parte vengono formulate le direttrici strategiche, partendo dalla constatazione dell'accesso limitato alle risorse minerarie che, pur ancora abbondanti, sono oggetto da tempo di un processo di riappropriazione da parte dei paesi produttori. A parte la maggiore partecipazione delle NOC o compagnie di stato, il prelievo fiscale incide sempre più sui costi e si registra un peggioramento delle condizioni contrattuali nell'upstream. Viene quindi sottolineata l'importanza delle tecniche di recupero sempre più tecnologicamente avanzate che consentano di attenuare il declino dei giacimenti maturi, dello sfruttamento di risorse presenti in aree estreme, delle riserve di petrolio non convenzionale come le sabbie bituminose presenti ad esempio in Canada. Segue poi un approfondimento delle dinamiche midstream e downstream e del tema della salvaguardia dell'ambiente e della sostenibilità. Vengono infine formulate le linee strategiche per l'ENI: dalla valorizzazione della competenza tecnologica e delle risorse umane nel campo dell'innovazione, al salto dimensionale come fattore complementare alla crescita per linee interne, al porsi come partner di riferimento per i paesi produttori, all'affermarsi come operatore globale nel business del gas naturale, allo sviluppo dell'attività di raffinazione in collegamento con l'upstream, alla conseguente evoluzione del modello organizzativo, alla assunzione di una posizione di leadership sulle tematiche ambientali.

Il piano strategico 2007-2010, approvato nel febbraio 2007, dopo aver descritto lo scenario mondiale, ribadisce la scelta strategica della crescita dimensionale, soprattutto nel settore upstream, pur dovendosi dare atto che il contesto competitivo presenta elementi di criticità quali l'aumento dei costi e l'inasprimento delle condizioni contrattuali. Il piano si pone pertanto quali obiettivi strategici, tra l'altro: la crescita della produzione degli idrocarburi al 3,2% media annua, il completo rimpiazzo delle riserve, lo sviluppo delle attività riguardanti il gas naturale liquefatto, il mantenimento delle vendite di gas in Italia a fronte dell'aumento delle vendite in Europa, e il completamento delle centrali elettriche. Il piano investimenti prevede per il quadriennio una spesa di 44,6 miliardi.di euro ed è il più ampio della storia dell'ENI, superando del 20% la manovra del piano 2006-2009.

Naturalmente al settore E&P viene destinata la quota più consistente (66%) e per il 67% gli investimenti sono localizzati all'estero.

Il piano, per il 2007, ha funzione di budget e prevede nei risultati economico-finanziari un utile operativo prima delle imposte di 16,7 miliardi. e un utile netto di 7,3 miliardi. I risultati finanziari effettivamente realizzati, più oltre sottoposti ad analisi, espongono in bilancio, al pari del 2006, cifre maggiori, ossia un utile netto di 10 miliardi ed un utile netto adjusted di 9,4 miliardi, in flessione del 9% rispetto al 2006, così come è inferiore l'utile operativo (18,8 a fronte di 19,3 miliardi). La produzione di idrocarburi è diminuita dell'1,9% rispetto al 2006, cosicché si è previsto un obiettivo di crescita media del 4,5% nel prossimo quadriennio. Anche le riserve certe al 31 dicembre 2007 registrano una leggera flessione rispetto al 2006 (-1%). Peraltro, a consuntivo, risultano investiti per lo sviluppo delle riserve 4,7miliardi (più 32% rispetto al 2006), mentre gli investimenti per esplorazione e sviluppo hanno superato del 23% quelli dell'esercizio precedente.

La produzione giornaliera di idrocarburi nel 2006 è stata di 1,77 milioni di barili di petrolio equivalente (boe), con un aumento dell'1,9% rispetto al 2005, nonostante gli effetti della perdita della produzione del giacimento Dación (-46mila barili/giorno) e della minore attribuzione di produzione nei Production Sharing Agreement (PSA) e nei contratti di buy-back dovuta all'aumento del prezzo del barile (-21 mila barili/giorno). La crescita registra l'aumento della produzione in Libia ed in Angola.

Scende del 9% la produzione giornaliera di idrocarburi nel 2007 (a 1,736 milioni di boe/giorno), a causa fondamentalmente di declini produttivi, dell'effetto prezzo nei PSA e di eventi e situazioni contingenti negative in Nigeria, Mare del Nord e Venezuela, parzialmente compensata dagli asset acquisiti nel Golfo del Messico e in Congo, nonché dalla crescita organica registrata in Libia, Egitto e Kazakhstan.

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 ammontavano a 6,44 miliardi di boe (-6% rispetto al 2005) determinate applicando la quotazione di fine esercizio di 58,93 dollari/barile, con un tasso di rimpiazzo organico del 65% e un indice di vita utile residua di 10 anni. Assumendo uno scenario di prezzo del Brent di 40 dollari/barile nella determinazione delle attribuzioni nei PSA, il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe è del 106% in media triennale.

Al 31 dicembre 2007, determinate applicando il riferimento Brent a 96 dollari/barile, esse ammontano a 6,37 miliardi di boe (-1% rispetto al 2006) e, in considerazione del probabile esercizio dell'opzione di acquisto attribuito a Gazprom sul 51% delle società russe del gas ex-Yukos, includono la quota del 30% delle riserve di tali società acquisite al 60%. Il tasso di rimpiazzo all sources è del 90% e l'indice di vita utile

residua di 10 anni. Nel medio termine Eni intende conseguire il tasso di rimpiazzo delle riserve superiore al 100% sulla base dello scenario aziendale di prezzo del petrolio.

Nel 2007 i volumi di gas venduti hanno raggiunto 99 miliardi di metri cubi, con un incremento del 4% rispetto al 2006 escludendo l'effetto climatico. ENI intende conseguire al 2011 un volume di vendite di oltre 110 miliardi di metri cubi facendo leva sulla crescita delle vendite internazionali, per le quali prevede un tasso di incremento medio annuo del 9%. I volumi di gas trasportati sulla rete in Italia sono pari a 83,28 miliardi di metri cubi, mentre le vendite di energia elettrica sono aumentate rispetto al 2006 di un 7%.

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio (37,15 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 0,89 milioni di tonnellate rispetto al 2006 (-2,3%) per effetto della cessazione del contratto di lavorazione sulla raffineria da parte di terzi di Priolo. A struttura omogenea, le lavorazioni hanno registrato una crescita dell'1,5% per le migliori performance di Livorno e Gela.

Nel 2007 le vendite di prodotti petroliferi (50,15 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,98 milioni di tonnellate rispetto al 2006 (-1,9%) per effetto principalmente delle minori vendite a società petrolifere e trader in Italia, delle minori forniture di feedstock al settore Petrolchimica per effetto della cessazione del contratto di lavorazione di Priolo, nonché della flessione registrata sul mercato extrarete in Italia. Queste flessioni sono state parzialmente compensate dalla crescita dei volumi nel resto d'Europa sui mercati rete ed extrarete (+0,41 milioni di tonnellate, pari al 5,1%).

Per quanto riguarda il settore Ingegneria e Costruzioni il portafoglio ordini al 31 dicembre 2007 era di 15.390 milioni di euro (13.191 milioni di euro al 31 dicembre 2006); il 95% riguarda lavori da realizzare all'estero.

Infine le vendite della petrolchimica di base (3.023 mila tonnellate) sono aumentate di 141 mila tonnellate rispetto al 2006 (+4,9%), per effetto principalmente della maggiore disponibilità di prodotto a seguito in particolare della circostanza che il 2006 risentiva dell'impatto della fermata del cracker di Priolo.

***

È opportuno ora evidenziare alcune problematiche riguardanti gli investimenti e le acquisizioni avvenuti nel biennio in esame.

A) KASHAGAN

Già nella precedente relazione era stata data contezza di tale investimento nell'area del Caspio, collegato ad una scoperta di giacimenti che è la più importante degli ultimi trent'anni. Nel biennio in esame, sono emersi gravi problemi che hanno portato ad una rinegoziazione del contratto sottoscritto nel 1997. Anche se tali rinegoziazioni sono frequenti nel mondo petrolifero per il mutamento dello scenario internazionale, vale la pena ripercorrere le tappe della complessa vicenda per meglio comprendere il perché del peggioramento delle condizioni di contratto in termini di costi e di tempi previsti per il first oil.

Anzitutto è necessario precisare che l'ENI opera attraverso l'Agip KCO società di diritto olandese controllata da Agip Caspian Sea BV a sua volta controllata da ENI International BV posseduta da ENI. Il PSA (prodution sharing agreement) del 18 novembre 1997 stipulato con il governo kazako era sottoscritto da Agip Caspian e altre importanti compagnie petrolifere riunite in consorzio: in esso, nel 2005, entra la NOC Kaz Munai Teniz. La scoperta del Kashagan è datata al 30 giugno 2000. Con un joint operative agreement venivano regolati i rapporti tra i vari contractor e ad Agip KCO veniva delegata la responsabilità per gli adempimenti contrattuali collegati alla prima fase del progetto (experimental program), supportata da vari comitati. Nell'ambito del consorzio, la partecipazione dell'Agip Kco si collocava al 14,29%, poi giunta al 16,67% per l'acquisto pro-quota della quota BP e Statoil (2001), indi al 18,52% per l'acquisizione pro quota della quota di BG. Già nel settembre del 2005 si manifestava la necessità di una riconfigurazione del progetto a seguito di controlli sull'ingegneria di dettaglio, sia per l'altissima pressione nell'offshore sia per la forte presenza manifestatasi di acido solfidrico che determinava maggiori tempi e maggiori costi da destinare alla sicurezza delle maestranze. Il piano di sviluppo, presentato nel 2002, già presentava uno slittamento dell'avvio della produzione al 2006 in luogo del 2005 previsto nel PSA del 1997. Un secondo rinvio del first oil al giugno del 2008 è contenuto in un supplementary agreement del 2004, anno in cui il piano veniva approvato. In questa prima fase della vicenda si nota una sottostima dei costi e dei tempi del progetto originario e una certa genericità nell'informativa ai vertici dell'ENI che apprendono, a seguito di richieste sollecitate da notizie di stampa, del probabile aumento dei costi. La divisione E&P giustifica tale genericità con la necessità di approfondire le analisi tecniche e gli studi prima di fornire al Consiglio una informativa attendibile sui maggiori costi e sui tempi di realizzazione. Gli atti sottostanti alla presentazione del piano nel novembre 2006 evidenziano i ritardi per la realizzazione del progetto (prevista a questo punto per il 2010) e l'incremento dei costi nel

quadriennio di circa un miliardo di euro. Nel piano 2007-2010 veniva quindi indicato il prossimo completamento del documento di riautorizzazione. Le informative divennero quindi regolari e frequenti, anche a seguito di indagine dell'Internal Audit disposta dall'Amministratore delegato.

Il piano di sviluppo era completato nel giugno del 2007, ma nel luglio successivo il governo kazako comunicava la non accettazione del piano, movendo contestazioni con la notifica al Consorzio di una nota in cui si evidenziava un generico inadempimento degli obblighi previsti dal PSA di adottare le migliori pratiche dell'industria e la violazione delle leggi del paese, precipuamente in materia fiscale, di sicurezza ed ambientale. La sospensione dei permessi ambientali avrebbe potuto comportare la sospensione dei lavori ma tale evento per fortuna era scongiurato. Nel frattempo giungeva notizia di un audit in corso presso il General prosecutor su presunte frodi nei contratti di approvvigionamento. Di tali contratti di appalto stipulati da AgipKPO con una joint venture (strutturata in due consorzi NCC per le lavorazioni in Kazakstan e OIC per quelle da effettuarsi all'estero) si interessava anche la Procura della Repubblica presso il Tribunale di Roma che concludeva con richiesta di archiviazione. Veniva peraltro disposta un'approfondita indagine da parte di una primaria società di revisione officiata su richiesta dell'Internal Audit. Su detti contratti - a parte la tematica della stipula di due accordi diversi con lo stesso soggetto (splitting) e la difficoltà di reperire documentazione sulle controprestazioni effettuate all'estero – l'indagine si estendeva alla fase gestionale e all'avanzamento dei lavori, evidenziando altri fattori di ritardo nella fuoruscita dalla joint venture delle società Fluor Tranworld Services Inc (società statunitense) e della Bateman Eurasia Oil&Gas Company BV (società olandese).

La gestione dei lavori e dei servizi restava così affidata a due società turche restate nel consorzio, per le quali si presentarono problemi di liquidità e di rapporti tesi con le maestranze per motivi etnici. Prevalse, su ogni atteggiamento contestativo, l'esigenza di non bloccare l'andamento dei lavori e quella di favorire il negoziato con l'Autorità kazaka che nel frattempo era iniziato.

Dopo varie ravvicinate riunioni, il 14 gennaio 2008 era sottoscritto un Memorandum of Understanding (MoU) con il quale veniva previsto un trasferimento di valore complessivo di 13,15 miliardi. di dollari e la cessione pro quota alla KMG da parte degli altri partners pari all'8,48% ad un prezzo stabilito in 1,78 miliardi di dollari. Veniva rivista anche la Governance prevedendosi che ENI restasse responsabile per la prima fase di sviluppo (experimental program) mentre le quattro società principali del Consorzio si sarebbero potute candidare per le fasi successive. Accanto ai comitati esistenti di controllo e di indirizzo, veniva prevista una Organizzazione per il coordinamento. Inoltre il ruolo e l'influenza di KMG sarebbero stati rinforzati attraverso la nomina di manager in posti

chiave. Nei mesi di maggio-giugno 2008 sono proseguiti gli incontri che hanno portato alla definizione di un accordo aggiuntivo che prevede: la fine del 2012 come avvio della produzione; l'impegno a non superare la metà del 2013 oltre la quale i costi sostenuti per completare le prime due tranche del Programma sperimentale non sono recuperabili dal cost oil; l'Autorità si impegna ad approvare l'aggiornamento del budget e il Consorzio accetta la non ricuperabilità di ulteriori costi dovuti a modifiche dell'ingegneria di progetto; quanto al trasferimento di valore in favore della Repubblica kazaka, le parti concorderanno la revisione di meccanismi per aumentare l'entità dei prezzi in linea con quelli correnti. Il 26 giugno 2008 veniva così firmato un nuovo MoU integrativo che rappresenta la soluzione della controversia insorta nel 2007.

L'Autorità riconosce che l'accordo risolve completamente la disputa con il Consorzio e ribadisce la stabilizzazione del regime fiscale del PSA, mettendo così le Compagnie al riparo da eventuali inasprimenti dell'imposizione.

Il 3 novembre del 2008 è stato quindi siglato l'accordo definitivo con la disciplina dei punti di dettaglio. Si prevede la costituzione della North Caspian Operating Company (NCOC). L'ENI resta responsabile per l'esecuzione dell'Experimental program ed inoltre della parte on shore della successiva fase di sviluppo del giacimento.

B) VENEZUELA

L' ENI deteneva un contratto di servizio sul campo di Dacion. Dopo il rifiuto alla migrazione ad impresa mista imposta con ordinanza ministeriale, la NOC PDVSA il 1 aprile 2006 operava l'esproprio. L'offerta massima era di 644 mln. di dollari, di cui 444 come risarcimento e 200 per rimborso costi. La pretesa di ENI ammontava a 825 mln. di dollari oltre i costi.

Di qui la scelta di intentare una causa arbitrale presso l'International Center for Settlement of Investement Disputes di Washington; l'arbitrato presenta fattori di rischio, soprattutto, in caso di vittoria, nella fase esecutiva, cosicché si è tentato di intraprendere la via di un accordo amichevole per la risoluzione della disputa che è solo finanziaria, ma che era facilitata dal miglioramento dei rapporti con il Governo venezuelano per l'accettazione del regime di impresa mista da parte dell'ENI in altre aree. Il negoziato con il Ministero del Petrolio si è concluso favorevolmente con il riconoscimento di un debito di circa 960 mln. di dollari.

Indipendentemente dalla vicenda del campo di Dacion, venivano poste in essere nel 2007 due partecipazioni ad impresa mista, secondo la nuova legge del febbraio 2007 che prevede per PDVSA o affiliate una partecipazione minima al 60%.

Si è trattato anzitutto del contratto a rischio e profitto condiviso del Corocoro, ove l'ENI manterrà una partecipazione del 26% e sarà remunerato tramite dividendi, dato che la produzione verrà interamente venduta dalla impresa mista a PDVSA. Analogo accordo è stato raggiunto per un'area contigua ancora in fase esplorativa sempre nell'ambito di Gulf of Paria. Infine va segnalato altro accordo del febbraio 2008 finalizzato all'assegnazione, sempre in regime di impresa mista, di un'area della Faja dell'Orinoco, di grande interesse strategico per l'ENI per la presenza di heavy oil con costi di estrazione inferiori a quelli dei giacimenti canadesi.

C) RUSSIA

Il 14 novembre 2006, ENI e GAZPROM hanno firmato un ampio accordo strategico comprensivo di accordi commerciali, tecnologici e di "corporate".

I primi, di grande interesse per l'approvvigionamento energetico nazionale, sono entrati in vigore il 1 febbraio 2007 e prevedono l'estensione al 2035 dei contratti di approvvigionamento, nonché l'ingresso diretto di Gazprom sul mercato italiano. Gli accordi tecnologici e infrastrutturali riguardano soprattutto Snam Rete Gas e lo sviluppo della tecnologia TAP per il trasporto di gas ad elevata pressione. Quanto agli accordi corporate, spicca l'intesa sulla complessa operazione, che coinvolge anche l'ENEL, per la partecipazione nell'ambito del fallimento Yukos all'asta del lotto comprendente tre società con campi di gas in Siberia occidentale e il 20% di Gazpromneft. Su quest'ultima operazione Gazprom si è riservata una opzione call da esercitarsi entro 24 mesi. A seguito dell'asta risultata vittoriosa, si concretizzava l'acquisizione di giacimenti di grande potenzialità anche per la contiguità delle infrastrutture di trasporto della Gazprom. Nel frattempo la società russa, con il consenso di ENI, ha ceduto il 51% della call option a Novatek che entra con tale quota in Severenergia nella quale l'ENI detiene il 29,6% e l'ENEL il 19,4%.

D) LIBIA

Già nel Consiglio di amministrazione del 20 giugno 2007 era stato oggetto di esame il progetto Bouri Gas cui ENI partecipa in joint venture con la NOC libica, finalizzato alla valorizzazione del gas associato alla produzione di olio, che oggi viene bruciato in fiaccola, e alla conseguente riduzione dell'impatto ambientale. Peraltro, nel corso dell'anno, veniva presentata una proposta di revisione globale degli accordi con la Libia, in cui ENI è presente dal 1959, con attività di esplorazione e di sviluppo per investimenti di 6,6 miliardi di dollari.

Il negoziato con la NOC è maturato in un contesto che ha visto, assieme all'ascesa dei prezzi, la fine dell'embargo con l'arrivo in Libia di un numero considerevole di società internazionali, con gare basate sull'offerta per il recupero dei costi e quindi in uno scenario di estrema competitività e di rivendicazione da parte dei paesi produttori di un ruolo maggiore nella gestione delle risorse petrolifere e di suddivisione dei profitti. Il risultato più importante raggiunto da ENI è l'estensione temporale al 2042 dei permessi oil e al 2047 per il blocco offshore NC41 fondamentale per lo sviluppo del gas. L'accordo comprende l'attuazione di un piano strategico per il gas che prevede l'aumento della capacità di esportazione verso l'Italia e la costruzione di un impianto di liquefazione, con un investimento da parte dell'ENI di 28 miliardi di dollari nei prossimi dieci anni. Con l'accordo si conferma il titolo minerario di ENI nelle varie licenze, si definiscono i nuovi termini contrattuali in ordine al cost oil massimo da associare ad ogni area, si chiudono i contenziosi in atto e si concorda un bonus da pagare per tali vantaggi ottenuti. I contratti vengono poi rinegoziati in modo da trasformarli in EPSA (exploration and production sharing agreement) sulla base degli standard usati per le ultime gare internazionali della NOC.

E) ALGERIA

A parte i lavori di potenziamento della capacità di trasporto del gasdotto TTPC dall'Algeria, ENI e la compagnia di stato Sonatrach hanno sottoscritto il 30 settembre 2007 accordi volti alla soluzione di varie questioni pendenti.

L'ENI ha impegnato 51 milioni di dollari per contribuire al pagamento delle royalty, rideterminate dalla nuova legge sugli idrocarburi, ed ha accettato di pagare la tassa sui profitti eccezionali introdotta con effetto retroattivo da un'ordinanza del 29 luglio 2006. In compenso ha ottenuto l'estensione temporale dei permessi sui giacimenti compresi nel cd. Blocco 403 e la rinuncia da parte di Sonatrach del contenzioso relativo alla richiesta di riequilibrio economico contrattuale relativo a detto blocco. Nel contempo le due società si sono impegnate a ridefinire una forte relazione strategica, identificando aree di cooperazione, sia nell'upstream, sia nel recupero del gas associato, sia nelle tecnologie di trasporto.

F) TURCHIA

Il governo turco aveva concesso nel giugno del 2006 alla società Calik la licenza per la realizzazione del by-pass del Bosforo e dei Dardanelli dell'oleodotto transanatolico. Tale licenza viene trasferita alla società di diritto turco Trans Anadolu Pipeline Company

(TAPPCO) posseduta al 99,99% dalla Calik e della quale l'ENI si impegna ad acquisire una partecipazione al 50%, al valore nominale di 25.000 milioni di USD. Vengono definite clausole relative alla corporate governance e la garanzia di ENI s.p.a. di un finanziamento bancario per un investimento di circa 1,5 miliardi di dollari finalizzato alla realizzazione del progetto che consentirà di portare il petrolio dall'area del Caspio, attraverso il mar Nero, all'hub commerciale di Ceyan sul Mediterraneo.

G) USA-GOLFO DEL MESSICO

Il 2007 ha registrato due importanti operazioni nel Golfo del Messico finalizzate ad una strategia di acquisizioni di riserve e di produzione, in un paese, come gli Stati uniti, dove ENI è presente dal 1966.

La prima operazione, condotta in aprile, ha riguardato le acquisizioni di asset upstream, produttivi di petrolio e gas, in sviluppo e esplorativi, dalla società statunitense Dominion Resourses, con un impegno di 3,5 miliardi di dollari.

Nell'ottobre successivo, a seguito di gara internazionale, ENI si è aggiudicata 26 nuovi blocchi esplorativi e, in partnership con Nexen, prevede la realizzazione del progetto Longhorn a seguito di una scoperta di gas nelle acque profonde del Golfo. Una piattaforma distante 32 km. sarà acquisita da ENI per consentire il trattamento del gas da inviare poi a due gasdotti verso il mercato americano. Nell'area è previsto il regime di concessione, con una royalty del 12,5% e una federal incom tax del 35% sull'imponibile societario.

H) ANGOLA

Prosegue l'attività di sviluppo in Angola dove l'ENI è presente sin dal 1980, con investimenti che sino al 31 dicembre 2005 hanno raggiunto i 4,4 miliardi di dollari. Particolare importanza riveste il blocco 15 dell'offshore angolano regolato da un contratto PSA con la compagnia di stato Sonangol.

Ad inizio 2006, l'ENI ha aderito al progetto di sviluppo dei campi Saxi e Batuque siti nel blocco, con un investimento di 378 milioni di dollari. Nel dicembre del 2006, l'ENI sottoscriveva con Sonangol un MoU (Memorandum of Understanding) per svolgere attività congiunta finalizzata allo sviluppo del potenziale gas. Nell'ambito di tale accordo nasceva l'iniziativa del progetto A-LNG, società nella quale la Sonangol ha offerto ad ENI una partecipazione del 13,6%.

Il consorzio porta avanti un progetto consistente nella costruzione di un impianto LNG e la realizzazione di una linea di trasporto al terminale di esportazione, nonché nell'utilizzazione del terminale di rigassificazione americano di Pascagoula per la successiva vendita al mercato locale. L'iniziativa era approvata dal Consiglio di amministrazione dell'ENI nel marzo del 2007 e nell'ottobre successivo veniva prestata garanzia per un pagamento di 260 milioni di dollari, mentre gli investimenti futuri per la realizzazione del progetto, ammontanti complessivamente a 7,4 miliardi di dollari, sono pari ad 1 miliardo in quota ENI. Nell'ottobre del 2007 si procedeva alla riautorizzazione del progetto Kizompa A in cui l' ENI Angola Exploration BV detiene una quota del 20% e risalente al 2001. La riautorizzazione si è resa necessaria per l'aumento dell'investimento del 25% rispetto all'iniziale, dovuto soprattutto al maggior costo dell'attività di perforazione e di costruzione, peraltro ampiamente compensato dall'aumento dei prezzi del greggio.

Infine, nell'ambito di un nuovo MoU firmato dai vari partners nel novembre del 2007, è partita una più ampia cooperazione nella ricerca, sviluppo e commercializzazione del gas da attuarsi mediante la definizione di regole organizzatorie di un Contractor Group. Nell'ambito del blocco 15 veniva poi (dicembre 2007) approvato un progetto finalizzato soprattutto alla raccolta del gas associato alle produzioni di petrolio dopo che l'autorità governativa aveva imposto una policy di no-flaring.

L'ENI partecipa alla joint venture al 20% con un investimento in quota ENI pari a 298 milioni di dollari. Il progetto prevede una linea per l'invio a terra del gas deidratato ad alta pressione, che in futuro potrà anche essere non associato.

I) CONGO

Particolarmente rilevanti sono state nel periodo in esame le iniziative in Congo. Nell'aprile del 2007, l'ENI ha ottenuto il permesso esplorativo Marine XII nell'offshore, in cui è operatore al 90%. Lo sviluppo del progetto prevede l'avvio nel 2009 di una collegata centrale elettrica presso Djeno. Sempre nel 2007 sono stati acquisiti asset petroliferi nell'onshore congolese dalla società Murel&Prom per circa un miliardo di euro e nell'autunno sono state avviate trattative per l'acquisto del 100% della società inglese Barren Erren plc. che dispone di asset in Congo nei principali titoli minerari acquisiti da ENI. L'offerta pubblica si concludeva nel 2008 con un esborso di 12,30 sterline per azione e conseguente onere complessivo di circa 2,4 miliardi di euro.

Le iniziative in Congo proseguivano nel 2008 con l'importante scoperta di depositi di olio non convenzionale (sabbie bituminose) in un'area vastissima. Il progetto di ricerca è stato oggetto della concessione di un permesso di sfruttamento

da parte della Repubblica del Congo e prevede la valorizzazione della tecnologia EST per la raffinazione alimentata dal gas associato alla produzione di olio dai vicini impianti del campo di M'Boundi. In tal modo è prevista la riduzione di emissioni in atmosfera e la maturazione dei crediti riconosciuti dal protocollo di Kyoto. Il quadro è completato con un progetto per la produzione su larga scala di olio vegetale di palma, destinato all'agricoltura e con previsione di utilizzo dell'olio che risulterà in eccesso per la produzione di biodiesel. Lo sviluppo dell'attività agricola si inquadra tra gli interventi del governo congolese volti alla riduzione della povertà supportati dalla comunità internazionale. Parallelamente l'ENI Foundation ha preso un'iniziativa progettuale in favore della comunità di riferimento con un programma sanitario in favore dell'infanzia, per la realizzazione di programmi di vaccinazione, il potenziamento delle strutture di base, la formazione di personale e la sensibilizzazione della popolazione a livello di prevenzione.

5.2. La sostenibilità

Alla base del concetto di sviluppo sostenibile, v'è il rapporto generazionale e il principio etico che tutte le attività volte ad assicurare una migliore qualità della vita, debbono preoccuparsi anche delle generazioni a venire alle quali deve essere trasferito il capitale di beni naturali e non, in misura non inferiore a quella attualmente esistente.

La nozione, elaborata in sede ONU e perfezionata nella Conferenza di Rio del 1992, presuppone una cooperazione globale fra paesi industrializzati ed emergenti perché globale è il rischio del deterioramento ambientale. Nell'ambito dell'impresa, si è fatta strada una definizione più ampia di sviluppo sostenibile: quella della responsabilità sociale dell'impresa, non soltanto nel campo ambientale, ma in tutti i rapporti con gli stakeholder di riferimento e ciò è tanto più vero per le grandi compagnie petrolifere che operano in un settore in cui le tematiche sociali e ambientali sono intrinsecamente legate alla gestione delle risorse.

L'ENI ha sempre manifestato un particolare impegno nel campo dello sviluppo sostenibile, ma gli anni 2006 e 2007 segnano una svolta qualitativa e organizzativa di grande rilievo. Nel 2006, viene costituita una apposita struttura dedicata alla sostenibilità e viene migliorata le reportistica con la previsione di pubblicazione di un bilancio annuale di sostenibilità, contestuale al bilancio e inserito nel sito web. Inoltre, dal 2001, ENI espressamente condivide l'azione delle Nazioni Unite volta alla salvaguardia dei diritti umani, standard di lavoro, tutela dell'ambiente e lotta alla corruzione.

Nel bilancio di sostenibilità del 2007, l'impegno per lo sviluppo sostenibile viene rappresentato articolando per ogni sezione (governance, persone, ambiente,

cambiamento climatico, efficienza energetica e fonti rinnovabili, territorio e comunità, clienti) gli impegni, i risultati raggiunti nel 2007 e le azioni previste per l'anno successivo.

La società GfK EURISKO, sulla base della lettura del bilancio di sostenibilità e delle consultazioni di un selezionato campione di stakaholder e opinion leader italiani e stranieri, ha espresso un giudizio di "più che soddisfacente" sul documento che ritiene migliorativo rispetto all'edizione realizzata nel 2006, e segnala aree di potenziale miglioramento, suggerendo di dare una maggiore visibilità ai problemi e alle criticità, di indicare precise scadenze temporali per le aree di impegno e di operare i rimandi ad altre fonti informative (in particolare il sito) per gli stakeholder interessati a maggiori dettagli e approfondimenti su tematiche specifiche.

Tra gli impegni e i risultati raggiunti nel 2007 meritano un particolare rilievo i seguenti:

a) Governance. Tra i risultati, si segnala l'ammissione del titolo ENI nei principali indici di sostenibilità, la revisione del codice di comportamento, l'emanazione delle linee guida in materia di diritti umani, la definizione del modello organizzativo della sostenibilità e il lancio del relativo sito intranet.[10]
b) Personale. L'impegno di garantire la sicurezza di tutto il personale di ENI e delle comunità locali ha portato al risultato del miglioramento degli indici di frequenza degli infortuni, con l'obiettivo della riduzione degli incidenti stradali del 4% nel 2008 e della realizzazione di un piano di intervento per la sicurezza nel settore G&P e uno di miglioramento della sicurezza dei contrattisti nei settori Ingegneria e Costruzioni e E&P. Altri impegni prevedono la promozione della salute del personale ENI, la creazione di un clima aziendale di collaborazione e partecipazione anche attraverso il miglioramento del benessere organizzativo, la realizzazione di progetti di crescita professionale.
c) Ambiente. Rappresenta l'area più tipica della sostenibilità. Nel quadro dell'impegno a migliorare l'efficienza dei sistemi di gestione, controllo e reporting, sono state realizzate nel 2007 ben 41.379 ore di formazione in materia ambientale e si è avuto un incremento delle certificazioni ambientali del 29%. L'impegno di fondo è quello della conservazione delle biodiversità e di recupero e riutilizzo delle risorse, quali ad esempio l'acqua nel settore della raffinazione o mediante reiniezione. A livello di contenzioso ambientale, va segnalato anzitutto che il TAR di Catania ha annullato le disposizioni impartite dal ministero dell'Ambiente al polo petrolchimico di Priolo, comprese Syindial e Polimeri Europa, di effettuare interventi di messa in

[10] Nel 2008 l'Energy Intelligence, in collaborazione con l'International Herald Tribune, ha attribuito all'Amministratore Delegato il prestigioso riconoscimento "Petroleum Executive of the year 2008" che è assegnato al Top manager che si è maggiormente distinto, secondo le valutazioni dei suoi omologhi, per il contributo all'intera industria petrolifera mondiale.

sicurezza di emergenza con rimozione di sedimenti della rada di Augusta a fronte dell'inquinamento riscontrato. La vicenda è ancora aperta, così come è aperta quella riguardante l'inquinamento del lago Maggiore dovuto ai residui di DDT provenienti dallo stabilimento di Pieve Vergonte. Ivi la Syndial sta operando per la messa in sicurezza e per la bonifica del sito in conseguenza dell'inquinamento risalente, secondo il consulente di parte, a molto tempo prima del trasferimento dell'impianto disposto per legge ad EniChem negli anni '80 a seguito della grave crisi finanziaria della SIR. EniChem ha gestito il sito dal 1990 al 1996. Peraltro il Tribunale di Torino, con sentenza del luglio 2008 ha condannato Syndial (subentrata ad EniChem) al pagamento di una rilevantissima somma in favore del ministero dell'Ambiente per danno ambientale. Avverso la pronuncia sarà proposto appello. È poi pendente un contenzioso amministrativo in ordine ai limiti e all'estensione di una bonifica dei sedimenti nel lago Maggiore e altre aree interessate per le quali Syndial ha avviato comunque indagini di caratterizzazione.

d) Cambiamento climatico, efficienza energetica e fonti rinnovabili. In quest'area gioca un ruolo rilevante la tecnologia. Il primo obiettivo è contribuire all'attuazione del protocollo di Kioto e perseguire una politica di riduzione delle emissioni di CO2 e, tra i risultati del 2007, si segnala la conferma del trend di riduzione dell'indice di efficienza energetica delle raffinerie e lo sviluppo del programma di riduzione del gas flaring. Interessante è lo sviluppo del sistema di videoconferenza che dovrebbe limitare gli spostamenti degli operatori. Quanto alla captazione e al confinamento geologico della CO2, agli studi di fattibilità, si accompagnerà l'avvio di un progetto sperimentale. Altro impegno di rilievo è quello di contribuire alla riduzione del cambiamento climatico investendo in tecnologie innovative quali l'impiego, per l'utilizzo di energia solare, delle biomasse per cellule fotovoltaiche in luogo delle attuali tecnologie basate sui pannelli a silicio. L'argomento dell'energia solare è stato al centro dell'ENI AWARD costituito nel luglio del 2007 in ampliamento e sostituzione del Premio Eni-Italgas, giunto alla XIX edizione nel 2006. Analogo impegno è lo sviluppo dei biocarburanti che nel medio termine potranno essere sfruttati su larga scala e in modo economicamente sostenibile. Va poi ricordata la collaborazione con il Massachusettes Institute of Technology (MIT) per lo sviluppo della ricerca nel campo dell'energia.

e) Territorio e comunità. L'impegno è quello della definizione di un modello di cooperazione e sviluppo del territorio, nella convinzione che investimenti e progetti per le comunità ben si conciliano con lo sviluppo del business. Ne è un esempio l'intervento sanitario in favore dell'infanzia (monitoraggio

epidemiologico e vaccinazioni) previsto da un accordo di collaborazione tra il Governo congolese ed ENI foundation.

f) Clienti. L'impegno è centrato sulla massimizzazione della qualità del prodotto, nonché sulla promozione del risparmio energetico presso l'utente finale. Oltre allo sviluppo di standard di qualità e cortesia, di rilievo è la realizzazione di una campagna, denominata ENI 30%, dedicata alle famiglie italiane per la promozione del risparmio e dell'efficienza energetica attraverso 24 consigli rivolti all'utenza. Va poi segnalata la previsione della costruzione di nuove stazioni multienergy per l'erogazione di idrogeno puro come carburante ad emissione zero.

Può concludersi sul tema, rilevando quanto da più parti asserito, secondo cui la sostenibilità e la responsabilità sociale dell'impresa solo in apparenza comportano spese aggiuntive, poiché al contrario determinano spesso maggiore efficienza, impulso alla ricerca e all'innovazione, abbattimento di costi, maggiore serenità nei rapporti con i paesi in cui l'impresa opera e con tutti gli stakeholder.

Capitolo VI
Gli esiti contabili

6.1. Notazioni generali

Il capitale sociale alla data del 31 dicembre 2007 ammonta a 4.005.358.876 euro ed è rappresentato da altrettanto numero di azioni del valore nominale di 1 euro; le azioni sono indivisibili e ogni azione dà diritto ad un voto.

Ai sensi dello Statuto Eni (art. 6) nessuno (fanno eccezione il Ministero dell'economia e finanze e la sua controllata Cassa Depositi e Prestiti s.p.a.) può possedere, a qualsiasi titolo, azioni societarie che rappresentino una partecipazione superiore al 3% del capitale sociale[11], inoltre prevede che lo Stato italiano abbia ampi specifici poteri in ordine alla ripartizione azionaria (potendo opporsi alle acquisizioni rilevanti), alla conclusione di patti o accordi parasociali e a rilevanti modifiche statutarie nonché alla nomina (peraltro mai esercitata) di un amministratore senza diritto di voto ("golden share").

Tuttavia la legge finanziaria 2006 (Legge n. 266/2005)per favorire un ulteriore stadio di privatizzazione, ha introdotto la facoltà di inserire nello Statuto delle società privatizzate a prevalente partecipazione statale (come ENI), norme che se adottate, comporterebbero il venir meno del limite del possesso azionario previsto all'art. 6.1 dello Statuto; peraltro, lo Statuto non è stato modificato.

Il capitale è così ripartito: il 20,31% è detenuto dal Ministero dell'economia e delle finanze; il 9,99% dalla Cassa depositi e prestiti s.p.a.; il 2,01%, dal Gruppo Barclays Global Investor; le azioni proprie ammontano al 8,70%, ed il restante 58,99% costituisce flottante di mercato.

Coerentemente con la politica di "cash allocation" resa nota nell'ambito della presentazione del Piano strategico 2006-2009, l'Eni intende proseguire nel proprio piano di buy-back arrivando ad acquistare azioni proprie fino ad un massimo del 9,986% del capitale.

Il programma di acquisto di azioni proprie è iniziato il 1 settembre 2000; fino al 31 dicembre 2007 sono state riacquistate 363 milioni di azioni proprie (prezzo medio 17,1 euro) ed annualmente l'Assemblea ha rinnovato al Consiglio di amministrazione l'autorizzazione ad acquistare tali azioni; da ultimo, con delibera del 24 maggio 2007, l'Assemblea ha autorizzato il Consiglio a proseguire per un periodo di 18 mesi fino ad un massimo di 400 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro e fino all'ammontare complessivo di 7,4 milioni di euro.

---

[11] Il superamento di tale limite determina l'impossibilità di esercitare il diritto di voto spettante alle azioni che eccedono tale limite.

Situazione azioni proprie ENI

Dati al 31.12.2007	Milioni di euro	% capitale sociale
Azioni proprie acquistate	363	9,05
Azioni utilizzate	14	0,35
Azioni proprie in portafoglio	349	**8,70**
Azioni riservate ai piani di incentivazione	35	0,88
Azioni proprie disponibili	313	7,82

6.2. Il Bilancio di esercizio dell'ENI s.p.a.

Il bilancio 2006 di ENI S.p.A. è il primo bilancio predisposto in conformità ai principi contabili internazionali (IAS-IFRS) così come previsto dal Regolamento Europeo n. 1606/2002 e in relazione a quanto disposto dall'art. 4 del D.Lgs. n. 38/05, con data di transizione agli IFRS/EU al 1 gennaio 2005.

L'applicazione di tali principi ha avuto come conseguenza un diverso criterio di imputazione all'attivo patrimoniale degli oneri finanziari, un diverso criterio di iscrizione dei fondi per rischi e oneri, l'applicazione del metodo del costo medio ponderato invece del LIFO nella valutazione del costo delle rimanenze, l'imputazione all'attivo patrimoniale dei costi di smantellamento e ripristino siti, la rettifica dei disavanzi di fusione e avviamento, le modifiche riguardanti le iscrizioni contabili relative ai benefici a favore dei dipendenti, l'eliminazione della rivalutazione delle immobilizzazioni materiali e delle partecipazioni, la impossibilità di ammortizzare l'avviamento che, secondo i principi IFRS, deve essere oggetto solo di valutazione almeno annuale volta a verificarne la sua ricuperabilità.

Inoltre, a partire dall'esercizio 2007 le voci relative alle attività/passività per imposte correnti sono articolate nelle voci attività/passività per imposte sul reddito correnti e attività/passività per altre imposte correnti e la voce crediti commerciali e altri crediti è articolata nelle voci di dettaglio crediti finanziari e crediti commerciali e altri crediti; di conseguenza i corrispondenti valori dell'esercizio 2006 sono stati riclassificati. Negli esercizi precedenti l'informativa relativa alle attività/passività correnti per imposte sul reddito e altre imposte e la distinzione tra crediti finanziari e crediti commerciali e altri crediti era indicata nelle note al bilancio.

L'Assemblea Ordinaria degli azionisti ha approvato in data 24 maggio 2007 il bilancio 2006 ed in data 29 aprile 2008 il bilancio relativo all'esercizio 2007.

I suddetti bilanci, sottoposti a revisione contabile da parte di Società specializzata, sono stati giudicati[12] "conformi agli International Financial Reporting Standards adottati

[12] Relazione redatta ai sensi dell'art. 156 del d. lgs. n. 58/1998.

dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38; redatti con chiarezza" e rappresentanti "in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto ed i flussi di cassa dell'ENI s.p.a.".

Il conto economico di ENI spa

Il bilancio dell'esercizio 2006 si è chiuso con l'utile netto di 5.821.357.774,51 euro, 221 milioni di euro in meno dell'esercizio 2005, per effetto essenzialmente della riduzione dell'utile operativo della Divisione Refining & Marketing (1.481 milioni di euro), dovuto specialmente alla variazione negativa dell'utile/perdita di magazzino (1.251 milioni di euro), mentre sia Exploration & Production che Gas & Power che la Corporate, presentano un aumento dell'utile operativo rispettivamente di 374 milioni di euro, 270 milioni di euro e 71 milioni di euro.

(milioni di euro)

	2005	2006	Variazione
Utile operativo	3.836	3.164	(672)
Proventi(Oneri) finanziari netti	(29)	35	64
Proventi netti su partecipazioni	3.606	3.785	179
Imposte sul reddito	(1.371)	(1.163)	208
Utile netto	**6.042**	**5.821**	**(221)**

Diminuiscono di 208 milioni di euro le imposte sul reddito soprattutto a causa del minor risultato operativo; mentre aumentano del 7% i proventi netti su partecipazioni a causa dei maggiori dividendi percepiti (essendo passati da 3.606 milioni di euro a 3.785 milioni di euro, con una differenza di 179 milioni di euro), alle maggiori plusvalenze conseguite nella cessione/conferimento di partecipazioni (308 milioni di euro), parzialmente assorbiti dalla circostanza che nell'esercizio 2005 vennero rilevate maggiori riprese di valore di partecipazioni (666 milioni di euro).

Il bilancio dell'esercizio 2007 ha chiuso con l'utile netto di 6.599.897.011,52 euro ed è stato caratterizzato da diverse operazioni straordinarie quali la fusione di Enifin SpA[13]; la fusione di Eni Portugal Investment SpA[14]; la fusione di Napoletana Gas Clienti SpA[15]; la fusione di Siciliana Gas Clienti SpA[16]; la scissione del ramo d'azienda

[13] Il cui atto di fusione è stato stipulato in data 13 dicembre 2006 e le operazioni della società incorporanda sono imputate al bilancio di Eni, anche ai fini fiscali, con decorrenza 1° gennaio 2007

[14] Il cui atto di fusione è stato stipulato in data 13 dicembre 2006 e le operazioni della società incorporanda sono imputate al bilancio di Eni, anche ai fini fiscali, con decorrenza 1° gennaio 2007

[15] Il cui atto di fusione è stato stipulato in data 19 luglio 2007 e l'efficacia giuridica della fusione è il 1 agosto 2007, mentre ai fini fiscali e contabili la decorrenza è il 1 luglio 2007

"Attività di commercializzazione, trading e risk management" di EniPower SpA in favore di Eni SpA[17], il conferimento del ramo d'azienda "Trading & Shipping" di Eni SpA a favore della Eni Trading & Shipping SpA[18].

Al fine di attuare il raffronto con l'esercizio 2006, vista la significatività delle incorporazioni di Enifin SpA e di Eni Portugal Investment SpA, incorporate con efficacia 1 gennaio 2007, lo stato patrimoniale e il conto economico 2006 sono stati riclassificati ed anticipano l'efficacia delle incorporazioni al 1 gennaio 2006, con conseguente eliminazione dei rapporti tra Eni e le società e tra le società stesse.

(milioni di euro)

	2007	2006	Variazione
Utile operativo	3.459	3.147	312
Proventi(Oneri) finanziari netti	(1.387)	98	(1.485)
Proventi (Oneri) netti su partecipazioni	4.953	3.785	1.168
Imposte sul reddito	(425)	(1.164)	739
Utile netto	**6.600**	**5.866**	**734**

L'utile netto di 6.600 milioni di euro del 2007, è cresciuto di 734 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+12,6%), per effetto principalmente dei maggiori proventi netti su partecipazioni (passati da 3.785 a 4.953 milioni di euro) connessi fondamentalmente ai maggiori dividendi percepiti (passati da 4.063 a 5.499 milioni di euro) ed alle minori svalutazioni di partecipazioni (341 milioni di euro), parzialmente assorbiti dalla circostanza che nell'esercizio 2006 vennero rilevate maggiori plusvalenze conseguite nella cessione di partecipazioni (609 milioni di euro); delle minori imposte sul reddito (diminuite di 739 milioni di euro, essendo passate da 1.164 a 425 milioni di euro). Questi effetti positivi sono in parte assorbiti dai maggiori oneri finanziari netti (1.485milioni di euro), a seguito in particolare della variazione negativa del fair value dei contratti derivati su merci.

I ricavi della Divisione Exploration & Production (3.197 milioni di euro) sono diminuiti di 323 milioni di euro, pari al 9,2%, a seguito principalmente della riduzione dei volumi venduti di idrocarburi di 8,7 milioni di boe (da 77,6 a 68,9 milioni di boe) connessa principalmente al declino dei campi maturi ed anche del decremento del prezzo di vendita in euro del gas naturale (-4,4%).

---

[16] Il cui atto di fusione è stato stipulato in data 19 luglio 2007 e l'efficacia giuridica della fusione è il 1 agosto 2007, mentre ai fini fiscali e contabili la decorrenza è il 1 luglio 2007

[17] Il cui atto di scissione è stato stipulato il 25 ottobre 2007 ed il conferimento è stato effettuato con efficacia giuridica dal 31 ottobre 2007

[18] Il cui atto di conferimento è stato stipulato in data 28 settembre 2007, con efficacia giuridica dal 1 ottobre 2007

L'aumento del prezzo in euro del greggio (+3,3%) ed i maggiori ricavi per prestazioni di servizi alle consociate estere, hanno compensato in parte questi effetti negativi.

I ricavi della Divisione Gas & Power (20.892 milioni di euro) sono aumentati di 807 milioni di euro, pari al 4%, a seguito soprattutto dell'avvio delle vendite di energia elettrica attraverso l'affitto e la successiva scissione da EniPower SpA del ramo di azienda "commercializzazione power" al netto dei mancati ricavi verso EniPower SpA per vendita di gas destinato alla produzione di energia elettrica e degli effetti derivanti dalla delibera 79/07[19] dell'AEEG; delle maggiori vendite di gas ai clienti finali a seguito della fusione di Napoletana Gas Clienti SpA e Siciliana Gas Clienti SpA al netto dei corrispondenti mancati ricavi per vendita di gas alle incorporate.

Su questo ha negativamente influito il decremento dei prezzi medi di vendita del gas per effetto dei parametri energetici di riferimento e la riduzione dei volumi di gas venduti penalizzati dalle condizioni climatiche eccezionalmente miti registrate in particolare nel primo trimestre 2007.

I ricavi della Divisione Refining & Marketing (26.771 milioni di euro) sono diminuiti di 5.789 milioni di euro, pari al 17,8%, a causa principalmente della riduzione dei volumi venduti di greggio (circa 11 milioni di tonnellate) e di prodotti petroliferi (circa 2 milioni di tonnellate) essenzialmente per il conferimento dell'attività di trading a Eni Trading & Shipping SpA, operativa dal 1 ottobre 2007; nonché dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro, effetti in parte compensati dai maggiori prezzi di vendita dei prodotti petroliferi.

I ricavi della Corporate (717 milioni di euro) sono aumentati di 165 milioni di euro, pari al 29,9%, a seguito fondamentalmente dell'estensione del modello di addebito dei servizi gestiti centralmente in Corporate e all'ulteriore accentramento dei servizi.

Proventi e oneri su partecipazioni

Come si vedrà a livello patrimoniale, le partecipazioni dell'esercizio 2007, pari a 23.540 milioni di euro, sono aumentate di 2.454 milioni rispetto al 2006 (21.086 milioni di euro).

In termini economici tali partecipazioni hanno dato nel 2006 proventi netti per 4.675 milioni di euro (contro i 4.501 milioni di euro del 2005), grazie soprattutto all'aumento dei dividendi (passati da 3.531 milioni di euro del 2005 a 4.063 milioni di euro) ed al livello delle svalutazioni e perdite (-890 milioni di euro).

---

[19] "Rideterminazione delle condizioni economiche di fornitura per il periodo compreso tra l'1 gennaio 2005 ed il 31 marzo 2007 e criteri per l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale".

Il minor importo nel 2007 delle svalutazioni (passate da 890 milioni di euro del 2006 a 549 milioni di euro) è imputabile soprattutto alle partecipazioni Syndial spa che dai 678 milioni di euro del 2006 passano ai 351 milioni di euro ed a Tigaz Zrt che nel 2006 aveva fatto registrare svalutazioni per 108 milioni di euro.

Anche nel 2007 i proventi netti aumentano, con un incremento del 18%, superando il risultato del 2006 con 5.502 milioni di euro, rispetto ai 4.675 milioni di euro, grazie al basso livello delle svalutazioni (-549 milioni di euro) rispetto ai valori (-890 milioni di euro) dell'esercizio 2006.

Il positivo aumento dei proventi netti di 827 milioni di euro dell'esercizio 2007 rispetto all'esercizio precedente è da imputare principalmente all'incremento dei proventi dell'Eni International BV(pari a +201 milioni di euro) e dell'Italgas spa pari a +413 milioni di euro.

La tabella che segue espone l'andamento nel biennio.

Proventi e Oneri su partecipazioni

(milioni di euro)

	2006	**2007**
Dividendi		
Eni International BV	2.893	3.094
Stoccaggi Gas italia SpA	120	475
Snam Rete Gas SpA	166	264
Saipem SpA	36	55
Union Fenosa sa	128	173
Società Petrolifera Italiana	18	
Eni Investment Plc		294
Ecofuel SpA	69	62
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	16	10
Sofid SpA	21	69
AgipFuel SpA (ex Atriplex Srl)	17	5
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	34	32
Italgas SpA	238	651
Eni Power SpA	38	9
Galp energia sa		126
Eni Mediterranea idrocarburi spa	46	64
Eni Gas Transport Deutschland spa	6	49
Padana assicurazioni spa		47
Altre	50	20
Totale	**4.063**	**5.499**
Proventi		
Snamprogetti s.p.a.	589	
Altre	23	**3**
Totale PROVENTI	**4.675**	**5.502**
Svalutazioni e perdite		
Syndial SpA (ex EniChem SpA)	678	351
Tigaz Zrt	108	
Ieoc spa	10	143
Eni Timor Leste spa		33
Eni Angola spa		19
Altre	5	3
Oneri per cessione Snamprogetti spa	89	
Totale	**890**	**549**

Costi per la ricerca scientifica

Il 2006 vede una riorganizzazione dell'attività di ricerca scientifica e tecnologica caratterizzato dall'atto di fusione di EniTecnologie SpA in Eni (1 agosto 2006), con l'obiettivo di conseguire una maggiore integrazione della ricerca scientifica e tecnologica con le attività di business, in quanto le risorse dedicate alla ricerca sono state inserite all'interno delle Divisioni.

L'operazione ha determinato la rilevazione di un disavanzo di fusione di 2 milioni di euro, iscritto in bilancio a riduzione della riserva disponibile, derivante dalla differenza tra il valore contabile della partecipazione nell'EniTecnologie SpA di 31 milioni di euro e il patrimonio netto contabile della stessa al 1 gennaio 2006 (data di efficacia contabile della fusione) di 29 milioni di euro.

I costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano nel 2006 a 142 milioni di euro e presentano una diminuzione del 20% rispetto all'esercizio 2005 (pari a 177 milioni di euro) e sono ripartiti principalmente nelle Divisioni: Exploration & Production 78 milioni, per proseguire la riorganizzazione delle strutture di ricerca; Divisione Refining & Marketing 44 milioni e 7 alla Corporate. Ancora in flessione il dato nel 2007, che scende a 121 milioni di euro.

L'esercizio 2007 presenta, comunque, la nascita dell'ENI Award, premio istituito per promuovere, sostenere e premiare a livello internazionale la ricerca scientifica d'avanguardia e le sue applicazioni innovative nel campo dell'energia sostenibile.

I premi nei tre settori (Scienza e tecnologia, Ricerca e ambiente, Debutto nella ricerca) sono stati assegnati a febbraio 2008.

Una notevole attenzione viene rivolta alle energie rinnovabili ed alternative: il programma "Along with petroleum" ha avuto un budget di 120 milioni di euro per il quadriennio 2008-2011, ed ha finanziato progetti nel campo del solare fotovoltaico innovativo, volti a ridurre i costi di investimento per gli impianti nonché nel campo dei biocarburanti.

In particolare è proseguita l'attività volta al miglioramento dei carburanti c.d. "Blu", già presente con BluSuper e BluDiesel e, ultimo arrivato, il BluDieselTech.

Infine, il progetto "Green Diesel" prevede la trasformazione di oli di origine biologica in diesel di altissima qualità attraverso l'uso di una tecnologia di conversione idrogenante.

Lo Stato Patrimoniale riclassificato

Nella tabella che segue è esposta la situazione patrimoniale dell'Eni SpA al 31 dicembre 2006 e 2007.

(in milioni di euro)

STATO PATRIMONIALE - ENI S.p.A.		
(principi contabili IFRS/EU)	**2006**	**2007**
ATTIVITÀ		
Attività non correnti		
Attività materiali	7.208	7.780
Attività immateriali	948	1.019
Attività per imposte anticipate	0	322
Partecipazioni	21.086	23.540
Attività finanziarie	41	7.646
Altre attività	855	868
Totale Attività non correnti	**30.138**	**41.175**
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	812	444
Altre attività finanziarie	235	1
Crediti commerciali e altri crediti	8.220	15.336
Rimanenze	1.896	1.779
Attività per imposte sul reddito	4	564
Attività per altre imposte correnti	150	393
Altre attività	85	1.355
Totale Attività correnti	**11.402**	**19.872**
Attività destinate alla vendita		5
TOTALE ATTIVITÀ	**41.540**	**61.052**
variazione %		47 %
PATRIMONIO NETTO e PASSIVITÀ		
Patrimonio netto		
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Altre riserve	23.734	25.560
Utile e perdite dell'esercizio	5.821	6.600
Acconto sul dividendo	-2.209	-2.199
Azioni proprie	-5.374	-5.999
Totale patrimonio netto	**26.936**	**28.926**
variazione %		7%
Passività non correnti		
Finanziamenti a lungo termine	2.401	8.508
Fondi per benefici ai dipendenti	308	288
Fondo rischi e oneri	3.220	2.855
Passività per imposte differite	110	19
Altre passività	437	667
Totale Passività non correnti	**6.476**	**12.337**
Passività correnti		
Finanziamenti a breve termine	320	9.009
Quote di passività a lungo termine	30	159
Debiti commerciali e altri	6.865	6.751
Passività per imposte sul reddito	66	103
Passività per altre imposte correnti	787	973
Altre passività	60	2.794
Totale Passività correnti	**8.128**	**19.789**
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	**41.540**	**61.052**
variazione %		47%

Le attività finanziarie non correnti, come si vede dal seguente prospetto

Attività finanziarie non correnti	**2006**	**2007**
Crediti finanziari:		
-strumentali all'attività operativa	8	7.620
-non strumentali all'attività operativa	12	6
Titoli:		
-strumentali all'attività operativa	20	20
Altre attività finanziarie	1	
Totale	**41**	**7.646**

sono aumentate di 7.605 milioni di euro a seguito del balzo dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa (passati da 8 milioni di euro a 7.620 milioni di euro) seguito alla fusione di Enifin SpA che riguardano essenzialmente crediti verso società controllate.[20]

I titoli strumentali all'attività operativa per l'importo di 20 milioni di euro sono relativi a titoli di Stato riguardanti il cauzionamento bombole a norma della legge 539/1985.

Le attività correnti passano da 11.402 milioni di euro a 19.872, con un aumento di 8.470 milioni di euro, originato maggiormente dai "crediti commerciali e altri crediti", da "altre attività" e dalle "attività per imposte sul reddito", mentre si riducono notevolmente le "disponibilità liquide ed equivalenti" (passate da 812 milioni di euro a 444 milioni di euro) a causa della fusione di Enifin spa.

Esse sono costituite essenzialmente da depositi in moneta estera (123 milioni di euro) che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità in divisa detenuta a vista per le correnti esigenze delle società del Gruppo e da saldi attivi di conto corrente (287 milioni di euro) connessi sia alla gestione degli incassi e pagamenti che all'accentramento dei flussi finanziari del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. La scadenza media delle disponibilità è di un giorno e il tasso di interesse effettivo è di 4,37%.

Per quanto riguarda la voce "crediti commerciali e altri crediti" essa è relativa per 7.737 milioni di euro (in leggera flessione rispetto al 2006: 7.854 milioni di euro) a crediti commerciali relativi alla cessione di gas naturale e di energia elettrica (quest'ultima per 5.071 milioni di euro) ed alla vendita anche di prodotti petroliferi,

---

[20] In particolare 4.513 milioni di euro verso SnamRete Gas SpA, 606 milioni di euro verso Stoccaggi Gas Italia SpA, 538 milioni di euro verso Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, 536 milioni di euro verso Italgas SpA, 492 milioni di euro verso EniPower SpA, 401 milioni di euro verso Saipem SpA, e 227 milioni di euro EniPower Mantova SpA .

mentre 6.940 milioni di euro (1 milione di euro nel 2006) riguardano essenzialmente crediti verso società controllate[21] a seguito della fusione di Enifin SpA.

Le "altre attività" passano da 85 milioni di euro del 2006 a 1.355 milioni del 2007, per effetto dell'incorporazione di Enifin SpA, che ha determinato l'accentramento dell'operatività in derivati in Eni SpA.

Il patrimonio netto 2007 presenta un incremento del 7% rispetto al 2006, passando da 26.936 milioni di euro a 28.926 milioni di euro, in conseguenza sia del risultato economico di 6.600 milioni di euro che dell'annullamento delle azioni Enifin SpA e Eni Portugal Investment Spa.

PATRIMONIO NETTO

(milioni di euro)

Patrimonio netto al 31 dicembre 2006		**26.935**
Incremento per:		
- utile 2007	6.600	
- avanzo di fusione Eni Portugal Investment SpA	444	
- avanzo di fusione Enifin SpA	144	
- avanzo di fusione Siciliana Gas Clienti SpA	15	
- azioni proprie cedute/assegnate a fronte di piani di incentivazione dei dirigenti	55	
- costo di competenza dello stock optino – stock grant assegnate	18	
		7.276
Decremento per:		
- distribuzione saldo dividendo 2006	(2.384)	
- acconto sul dividendo 2007	(2.199)	
- acquisto azioni proprie	(680)	
- disavanzo da fusione Napoletana Gas Clienti SpA	(22)	
		(5.285)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2007		**28.926**

L'avanzo di fusione è stato utilizzato per ricostituire, ai sensi dell'art.172, comma 5, del D.P.R. 917/1986, le riserve in sospensione di imposta risultanti dal bilancio 2006 delle società incorporate; residua un avanzo, imputato alla "Riserva da avanzo di fusione", di 587 milioni di euro.

Nel corso del 2007, a seguito della fusione della Siciliana Gas Clienti SpA e della Napoletana Gas Clienti SpA, il patrimonio netto di Eni SpA riporta una

[21] In particolare verso Snam Rete Gas SpA (1.348 milioni di euro), Saipem SpA (940 milioni di euro), Eni Trading & Shipping SpA (838 milioni di euro), Saipem Projects SpA (471 milioni di euro), Italgas SpA (466 milioni di euro), Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (344 milioni di euro), AgipFuel SpA (317 milioni di euro), Polimeri Europa SpA (282 milioni di euro), Raffineria di Gela SpA (173 milioni di euro), Serfactoring SpA (128 milioni di euro).

diminuzione di 7 milioni di euro per l'annullamento delle azioni di queste società, a fronte del patrimonio netto delle società stesse incorporate.

Per quanto attiene alle passività non correnti, costituenti il 38% del totale delle passività, esse crescono di 5.861 milioni di euro. I finanziamenti a lungo termine (la voce più significativa) sono rappresentati soprattutto da mutui ordinari per 5.597 milioni di euro nel 2007 (1 milione nel 2006), la maggior parte con scadenza 2012. Il tasso effettivo di interesse in euro è stato compreso tra il 4,433% e il 5,097%.

Le obbligazioni, ammontanti a 3.056 milioni di euro, riguardano Euro Medium Term Notes per 500 milioni di euro, rappresentate da n.n 50.000 obbligazioni, emesse nel giugno 2000 a tasso fisso del 6,125%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni; Euro Medium Term Notes per 1.500 milioni di euro, rappresentate da n. 1.500.000 obbligazioni, emesse nell'aprile 2003 a tasso fisso del 4,625%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni; Euro Medium Term Notes per 1.000 milioni di euro, rappresentate da n. 20.000 obbligazioni, emesse nel novembre 2007 a tasso fisso del 4,75%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni.

L'indebitamento finanziario netto è riassunto nel seguente prospetto:

(milioni di euro)

ENI SPA	**31.12.2006**	**31.12.2007**
Debiti finanziari e obbligazioni	11.965	17.675
Disponibilità liquide	(174)	(444)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(235)	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(4.115)	(6.946)
Totale	**7.441**	**10.285**

Il peggioramento della posizione finanziaria netta di 2.844 milioni di euro è dovuto essenzialmente agli investimenti in partecipazioni per effetto principalmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (3.877 milioni di euro); al pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2006 di 0,65 euro per azione (2.384 milioni di euro); al pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2007 di 0,60 euro per azione[22], (2.199 milioni di euro); al pagamento delle imposte sul reddito al netto dei rimborsi (1.302 milioni di euro); agli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (1.291 milioni di euro), solo in parte compensato dal flusso di cassa netto dell'attività di esercizio (8.332 milioni di euro). I titoli relativi a Certificati

[22] Deliberato il 20 settembre 2007 dal Consiglio di Amministrazione e messo in pagamento a partire dal 25 ottobre 2007.

di Credito del Tesoro ottenuti a rimborso di crediti d'imposta che, al 31 dicembre 2006, ammontavano a 235 milioni di euro, sono stati incassati nel corso dell'esercizio.

Nell'ambito delle passività correnti si registra l'incremento di 8.689 milioni di euro della voce dei finanziamenti a breve termine, passati da 320 milioni di euro a 9.009 milioni di euro, conseguenza della fusione dell'Enifin spa. che ha determinato anche la crescita di altre passività da 59 milioni di euro a 2.794 milioni di euro.

Infatti, l'incorporazione di Enifin SpA, ha comportato l'accentramento in ENI spa dell'operatività in derivati. L'incremento delle passività relative ai contratti derivati è conseguenza di tale accentramento ed in particolare della variazione negativa del fair value dei derivati posti in essere per stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi del gruppo Eni al 31 dicembre 2006.

Per quanto riguarda i debiti commerciali la situazione nel biennio appare stazionaria, la leggera flessione è imputabile alla diminuzione degli altri debiti che riguardano principalmente i debiti diversi verso il personale (134 milioni di euro), i debiti verso istituti di previdenza sociale (56 milioni di euro), i debiti verso controllate per consolidato fiscale (39 milioni di euro) ed i debiti verso le società controllate per l'IVA di Gruppo (22 milioni di euro).

I debiti commerciali, 5.968 milioni di euro nel 2007, riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (3.099 milioni di euro), verso imprese controllate (2.775 milioni di euro) e verso imprese collegate e a controllo congiunto (94 milioni di euro) principalmente per l'acquisto di greggio, il trasporto e la distribuzione di gas naturale verso SnamRete Gas SpA e Italgas SpA..

6.3 Risultati di Gruppo

Il bilancio consolidato dell'Eni comprende il bilancio di ENI spa e quelli delle imprese italiane ed estere sulle quali la Capo Gruppo esercita direttamente o indirettamente il controllo, determinandone le scelte finanziarie e gestionali e da cui ottiene i conseguenti benefici[23].

---

[23] Si presumono, generalmente, non significative le imprese che non superano due dei seguenti parametri: totale attivo o indebitamento finanziario lordo: 3.125 mila euro; totale ricavi: 6.250 mila euro; numero medio dei dipendenti: 50 unità. Le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi riguardano, generalmente, quelle che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria; la loro attività è finanziata pro-quota, sulla base di *budget* approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, etc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico inoltre le obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria.

Nel 2007, come abbiamo detto, sono stati approvati i progetti di fusione in ENI di diverse società da essa direttamente e interamente partecipate, cambiando l'area di consolidamento.

Nel 2006 le società facenti parte dell'area di consolidamento ENI erano 255, di cui 54 in Italia e 201 all'estero;nel 2007 erano 257, di cui 52 in Italia e 205 all'estero.

A seguito dell'entrata in vigore del Regolamento CE n. 1606/2002 a partire dall'esercizio 2005 le società con titoli ammessi alle negoziazioni in un mercato regolamentato dagli Stati membri dell'UE, redigono il bilancio consolidato conformemente ai principi contabili internazionali (IFRS), ovvero applicano i principi e le interpretazioni adottate dall'International Accounting Standards Board (IASB), successivamente modificati e pubblicati in maniera definitiva nel dicembre 2004 nella Gazzetta Ufficiale dell'UE.

Conseguenza dell'osservanza di tali principi è stata, ad esempio, l'inclusione nell'area di consolidamento del gruppo Eni della Saipem spa (di cui Eni possedeva il 43,26% delle azioni al 31.12.2005) e delle sue controllate.

L'applicazione di tali norme consente di rendere le risultanze economico finanziarie del gruppo più aderenti alla sua realtà industriale.

Con regolamento n. 108/2006 emanato dalla Commissione europea l'11 gennaio 2006, è stato omologato l'IFRS 7 "Strumenti finanziari:informazioni integrative" che stabilisce, a partire dal 1 gennaio 2007, le informazioni da fornire nelle note al bilancio sugli strumenti finanziari e sull'esposizione, politiche e obiettivi di gestione dei rischi finanziari dell' impresa.

I bilanci consolidati per gli esercizi in esame sono stati approvati congiuntamente a quelli di ENI spa.

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del d.lgs. n. 127/1991 e dall'art.126 della deliberazione della CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999, ai bilanci consolidati sono allegati gli elenchi delle imprese controllate e collegate di ENI spa, al 31 dicembre, nonché delle partecipazioni rilevanti possedute.[24]

Infine ENI, in quanto quotata al New York Stock Exchange, presenta alla Securities and Exchange Commission (SEC) un documento (Form 20-F) comprendente, tra l'altro, l'adeguamento del bilancio consolidato ai principi contabili generalmente accettati negli USA (Generally Accepted Accounting Principles o U.S. GAAP) che differiscono per alcuni aspetti.

---

[24] Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione.

Il conto economico consolidato

L'esercizio 2006 consegue l'utile netto di 9,2 miliardi di euro, con un incremento del 4,9% rispetto al 2005. La redditività complessiva per l'azionista (Total Shareholder Return) del 14,8% si colloca tra le più elevate del settore.

Nel 2007 Eni consolida il miglioramento, conseguendo l'utile netto di 10 miliardi di euro con un incremento dell'8,6%. Su base adjusted l'utile netto è stato di 9,5 miliardi di euro, in flessione del 9% rispetto al 2006 per effetto della minore performance operativa dell'upstream e downstream oil, parzialmente compensata dai migliori risultati dei settori Ingegneria & Costruzioni e Gas & Power.

Ciò ha consentito la distribuzione agli azionisti nel 2006, del dividendo di 1,25 euro per azione (1,10 nel 2005, +13,6%) e la distribuzione nel 2007 del dividendo di 1,30 euro per azione (1,25 euro nel 2006, +4%).

I dati, per la cui analisi si rinvia alle note integrative dei bilanci societari, possono riassumersi come nel seguente prospetto:

(milioni di euro)

Conto economico consolidato	**2006**	**2007**	**Variazione**	**Variaz.%**
Ricavi della gestione caratteristica	86.105	87.256	1.151	1,3
Altri ricavi e proventi	783	827	44	5,6
Costi operativi	(61.140)	(61.979)	(839)	(1,4)
di cui (oneri) proventi non ricorrenti	(239)	(8)		
Ammortamenti e svalutazioni	(6.421)	(7.236)	(815)	(12,7)
Utile operativo	**19.327**	**18.868**	**(459)**	**(2,4)**
Proventi (oneri) finanziari netti	161	(83)	(244)	
Proventi netti su partecipazioni	903	1.243	340	37,7
Utile prima delle imposte	**20.391**	**20.028**	**(363)**	**(1,8)**
Imposte sul reddito	(10.568)	(9.219)	1.349	12,8
Utile netto	**9.823**	**10.809**	**986**	**10,0**
di cui:				
Utile netto di competenza ENI	**9.217**	**10.011**	**794**	**8,6**
Utile netto di terzi azionisti	606	798	192	31,7

Lo stato patrimoniale consolidato

Lo stato patrimoniale, per la cui analisi si rinvia alla note integrative dei bilanci societari, è suddiviso in due distinti prospetti per le attività e per il patrimonio netto e le passività.

ATTIVITÀ

Stato Patrimoniale consolidato	**2006**	**2007**
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	3.985	2.114
Altre attività finanziarie neg. o dispon. per la vendita:		
- partecipazioni		2.476
-altri titoli	972	433
Crediti commerciali e altri crediti	18.799	20.676
Rimanenze	4.752	5.499
Attività per imposte sul reddito correnti	116	703
Attività per altre imposte correnti	542	833
Altre attività	855	1.080
	30.021	**33.814**
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	44.312	50.137
Altre immobilizzazioni	629	563
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	1.827	2.171
Attività immateriali	3.753	4.333
Partecipazioni valutate con il metodo del patr. netto	3.886	5.639
Altre Partecipazioni	360	472
Altre attività finanziarie	805	923
Attività per imposte anticipate	1.725	1.915
Altre attività	994	1.110
	58.291	**67.263**
Attività destinate alla vendita		
Totale attività	**88.312**	**101.460**

PASSIVITÀ

Il **patrimonio netto** del Gruppo aumenta nel 2007 di 1.668 milioni di euro (+4%), passando da 41.199 milioni di euro a 42.867 milioni di euro.

Stato Patrimoniale consolidato	**2006**	**2007**
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	3.400	7.763
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	890	737
Debiti commerciali e altri debiti	15.995	17.116
Passività per imposte sul reddito correnti	1.640	1.688
Passività per altre imposte correnti	1.190	1.383
Altre passività	634	1.556
	23.749	**30.243**
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	7.409	11.330
Fondi per rischi e oneri	8.614	8.486
Fondi per benefici ai dipendenti	1.071	935
Passività per imposte differite	5.852	5.471
Altre passività	418	2.031
	23.364	**28.253**
Passività dirett. associabili ad attività destinate alla vendita		97
TOTALE PASSIVITÀ	**47.113**	**58.593**
PATRIMONIO NETTO		
Capitale e riserve di terzi azionisti	2.170	2.439
PATRIMONIO NETTO di ENI:		
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserve	33.391	34.610
Azioni proprie	(5.374)	(5.999)
Acconto sul dividendo	(2.210)	(2.199)
Utile dell'esercizio	9.217	10.011
TOTALE PATRIMONIO NETTO di ENI	**39.029**	**40.428**
Terzi azionisti[25]	**2.170**	**2.439**
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**41.199**	**42.867**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**88.312**	**101.460**

***

[25] Il risultato del periodo ed il patrimonio netto sono relativi alle società Saipem spa, Snam Rete Gas spa, Tigaz Tiszantuli Gazszolgaltato Reszvenytarsasag e altre.

Ai fini dell'esposizione si ritiene utile rappresentare la situazione dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo che al 31 dicembre 2007 è pari a 16.327 milioni di euro ed è aumentato di 9.560 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2006.

I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 19.830 milioni di euro, di cui 8.500 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 737 milioni di euro) e 11.330 milioni di euro a lungo termine.

(milioni di euro)

	31.12.2006	31.12.2007	Var.ass.
Indebitamento finanziario lordo:			
Debiti finanziari e obbligazionari	**11.699**	**19.830**	8.131
- a breve termine	4.290	8.500	4.210
- a lungo termine	7.409	11.330	3.921
Disponibilità liquide ed equivalenti	(3.985)	(2.114)	1.871
Titoli non strumentali all'attività operativa	(552)	(174)	378
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(395)	(1.215)	(820)
Indebitamento finanziario netto	**6.767**	**16.327**	**9.560**

Le passività finanziarie a lungo termine aumentano nel 2007 di 3.921 milioni di euro rispetto al precedente esercizio. L'incremento è dovuto essenzialmente al saldo tra le nuove assunzioni e i rimborsi per 3.885 milioni di euro, alla variazione dell'area di consolidamento relativa all'acquisizione della Frigstad Discoverer Invest Ltd per 170 milioni di euro e, in diminuzione, alle differenze passive di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro e da allineamento al cambio di fine esercizio dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi 312 milioni di euro.

Il leverage[26] passa dallo 0,16 al 31 dicembre 2006 allo 0,38 al 31 dicembre 2007. Da considerare che obiettivo ENI nel medio termine è mantenere un valore del leverage non superiore a 0,40, indice di una struttura finanziaria solida. Per cui ENI assumendo al 31 dicembre 2007 l'esercizio da parte di Gazprom delle opzioni per l'acquisto del 20% di OAO Gazprom Neft e del 51% delle tre società russe del gas naturale ex-Yukos (Eni 60%),ha rideterminato il leverage in 0,31.

[26] Misura il rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti.

Considerazione conclusive

1. Si mettono anzitutto in rilievo le novità introdotte nel biennio in esame nell'assetto societario, che certamente migliorano l'efficienza e la trasparenza dell'attività di gestione

Lo statuto della società ha subito modifiche con delibere assembleari del 2006 e del 2007 per adeguarsi alle prescrizioni, sia della L n. 262 del 2005 (legge sulla tutela del risparmio) sia del D.lgs. n. 303 del 2006 di modifica del T.U. in materia di intermediazione finanziaria.

È proseguito poi negli esercizi in esame, anche attraverso fusioni per incorporazione, il processo di riorganizzazione che ha trasformato l'ENI s.p.a. da holding di partecipazione in società operativa a struttura divisionalizzata; ciò ai fini di una maggiore efficienza e di una riduzione dei costi, attuata con la semplificazione amministrativa.

A livello consolidato, l'occupazione è passata da 72.258 unità del 2005 a 73.572 del 2006 e a 75.862 del 2007. Il costo del lavoro ha raggiunto nel 2006 3.856 milioni di euro e nel 2007 4.032 milioni. In ENI s.p.a. il personale in servizio al 31 dicembre 2007 ha raggiunto 12.431 unità per un costo di 950 milioni di euro.

Quanto al sistema di controllo interno, pur prendendo atto della continua evoluzione migliorativa dell'organizzazione del controllo che si pone come obiettivo negli anni a venire, può già darsi un convinto giudizio di adeguatezza del complesso meccanismo messo in piedi nell'attualità e dell'intensa attività svolta dal Collegio sindacale.

2. Sotto il profilo gestionale, acquistano rilievo i piani strategici, i cui obiettivi pongono al centro la crescita dimensionale soprattutto attraverso investimenti per linee esterne e con particolare riguardo alla tematica del rimpiazzo delle riserve.

Nel piano strategico 2007-2010 si dà atto delle difficoltà nascenti dal contesto competitivo in termini di aumento dei costi, a causa del processo di riappropriazione da parte dei paesi produttori. Si registra infatti una sempre maggiore partecipazione delle compagnie di stato (NOC) con l'inasprimento delle condizioni contrattuali nonché con l'aumento dei prelievi fiscali.

I risultati ottenuti nel 2006 e 2007 a livello consolidato sono stati superiori alle aspettative di budget, in termini di utili conseguiti e di conseguenti dividendi distribuiti agli azionisti. Infatti, nell'esercizio 2006, si è registrato un utile netto di 9,2 miliardi di euro ed è stato distribuito un dividendo pari a 1,25 euro per azione. Nel 2007, l'utile netto è stato di 10 miliardi e il dividendo è stato pari a 1,30 euro per azione.

Nel 2006 cresce la produzione giornaliera di idrocarburi portandosi a 1,77 milioni di barili mentre nel 2007 si registra un calo del 2,26% spostandosi a 1,73 milioni di boe/giorno. All'aumento di produzione in Libia e in Angola e ai nuovi asset acquisiti fanno riscontro la perdita della produttività nel giacimento Dacion in Venezuela e in generale i declini produttivi.

Quanto alle riserve certe vi è stata una riduzione sia nel 2006 (-6%) che nel 2007 (-1%), ma l'obiettivo a venire è quello di un rimpiazzo superiore al 100%.

I volumi di gas venduti nel 2007, hanno raggiunto i 99 miliardi di metri cubi con una crescita del 4% rispetto al 2006. Eni intende conseguire entro il 2011 un volume di vendite di oltre 110 miliardi di metri cubi incrementando soprattutto le vendite internazionali.

A livello di bilancio consolidato, tra le passività va segnalato il dato dell'indebitamento netto pari a 16.327 milioni di euro nel 2007, in aumento di 9.560 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2006, a causa soprattutto dell'incremento dei debiti finanziari e obbligazionari. Conseguentemente il leverage, che dallo 0,27% del 2005 era passato allo 0,16% del 2006, è risalito allo 0,38% nel 2007, ad ogni modo al di sotto dello 0,40%, considerato negli obiettivi del management come soglia di rischio.

Va, infine, rilevata l'importanza crescente che l'ENI attribuisce allo sviluppo sostenibile, per il quale gli anni 2006 e 2007 segnano una svolta qualitativa e organizzativa di grande rilievo. Nel 2006, viene costituita una apposita struttura dedicata alla sostenibilità e viene migliorata le reportistica con la pubblicazione di un bilancio annuale di sostenibilità, contestuale al bilancio e inserito nel sito web.

L'ENI, del resto, ha improntato la sua filosofia accettando la definizione più ampia di sostenibilità che è insita nel concetto di responsabilità sociale dell'impresa nei confronti di tutti gli stakeholder.

Lucio Taddeo Moroscotti

ENI S.P.A.

BILANCIO D'ESERCIZIO 2006

PAGINA BIANCA

MISSIONE

Siamo un'impresa integrata nell'energia, impegnata a crescere nell'attività di ricerca, produzione, trasporto, trasformazione e commercializzazione di petrolio e gas naturale. Tutti gli uomini e le donne di Eni hanno una passione per le sfide, il miglioramento continuo, l'eccellenza e attribuiscono un valore fondamentale alla persona, all'ambiente e all'integrità.

I Paesi di attività di Eni

EUROPA
Austria, Belgio, Cipro, Croazia, Danimarca, Francia, Germania, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Malta, Norvegia, Paesi Bassi, Portogallo, Principato di Monaco, Regno Unito, Repubblica Ceca, Repubblica Slovacca, Romania, Slovenia, Spagna, Svizzera, Turchia, Ungheria

CIS
Azerbaijan, Georgia, Kazakhstan, Russia, Turkmenistan

AFRICA
Algeria, Angola, Camerun, Ciad, Congo, Costa d'Avorio, Egitto, Gabon, Libia, Mali, Marocco, Mozambico, Nigeria, Tunisia

MEDIO ORIENTE
Arabia Saudita, Emirati Arabi Uniti, Iran, Kuwait, Oman, Qatar

ASIA CENTRALE
India, Pakistan

ASIA SUD-ORIENTALE E OCEANIA
Australia, Cina, Indonesia, Malaysia, Papua-Nuova Guinea, Thailandia, Timor Est

AMERICHE
Argentina, Brasile, Canada, Ecuador, Messico, Perù, Stati Uniti, Trinidad & Tobago, Venezuela

Assemblea ordinaria degli azionisti del 23 e 24 maggio 2007

L'avviso di convocazione è stato pubblicato
sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana
n. 44, parte II del 14 aprile 2007 pagg. 1-5

Disclaimer

Il bilancio contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi e riacquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza.

Relazioni e bilancio consolidato

Relazione sulla gestione
Profilo dell'anno
Lettera agli Azionisti
Andamento operativo
Exploration & Production
Gas & Power
Refining & Marketing
Petrolchimica
Ingegneria e Costruzioni
Commento ai risultati economico-finanziari
Altre informazioni
Corporate Governance
Impegno per lo sviluppo sostenibile
Glossario

Bilancio consolidato
Schemi di bilancio
Criteri di redazione e principi contabili
Note al bilancio consolidato
Adeguamento della situazione contabile consolidata ai principi U.S. GAAP
Informazioni supplementari richieste dagli U.S. GAAP e dalla SEC

Relazione della Società di revisione

Relazioni e bilancio d'esercizio di Eni SpA

Relazione sulla gestione
Andamento operativo
Commento ai risultati economico-finanziari
Compensi e altre informazioni

Bilancio di esercizio
Schemi di Bilancio
Criteri di redazione e principi contabili
Note al bilancio d'esercizio

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998 e dell'art. 2429, comma 3, c.c.

Relazione della Società di revisione

Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti

Allegati

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2006

Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2006

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio

Allegato alla nota integrativa del bilancio di esercizio

Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA



I risultati
Nel 2006 Eni ha conseguito l'utile netto *record* di 9,2 miliardi di euro con un incremento del 4,9% rispetto al 2005 (10,4 miliardi di euro su base *adjusted*, +12,5%). Il risultato è stato ottenuto grazie al continuo miglioramento della *performance* operativa e ai progressi fatti nell'attuazione della strategia Eni in un mercato generalmente favorevole. La redditività complessiva per l'azionista (*Total Shareholder Return*) del 14,8% si colloca tra le più elevate del settore.

La produzione di idrocarburi
La produzione giornaliera di idrocarburi è stata di 1,77 milioni di barili di petrolio equivalente (boe), in crescita dell'1,9% rispetto al 2005, nonostante gli effetti della perdita della produzione del giacimento Dación (-46 mila barili/giorno) e della minore attribuzione di produzione nei *Production Sharing Agreement* (*PSA*) e nei contratti di *buy-back* dovuta all'aumento del prezzo del barile (-21 mila barili/giorno). Rispetto alle previsioni formulate nel corso dell'anno, assumendo uno scenario di riferimento del prezzo medio del Brent di 55 dollari/barile, è stato confermato il *target* di crescita del 3% rispetto al 2005. In particolare la produzione è aumentata in Libia, Angola ed Egitto.

Il dividendo
L'utile e la generazione di cassa *record* del 2006, unitamente alla solida struttura patrimoniale, consentono la distribuzione agli azionisti del dividendo di 1,25 euro per azione (1,10 nel 2005, +13,6%), di cui 0,60 euro distribuiti nel 2006 a titolo di acconto. Il *pay-out* si attesta al 50%.

Le riserve certe di idrocarburi
Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 ammontano a 6,44 miliardi di boe (-6% rispetto al 2005) determinate applicando la quotazione di fine esercizio di 58,93 dollari/barile, con un tasso di rimpiazzo organico del 65% e un indice di vita utile residua di 10 anni. Assumendo uno scenario di prezzo del Brent di 40 dollari/barile nella determinazione delle attribuzioni nei *PSA*, il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe è del 106% in media triennale.



Le vendite di gas naturale
Le vendite di gas naturale sono state di 97,48 miliardi di metri cubi, in crescita di circa il 4% per effetto essenzialmente del *build-up* delle forniture di gas libico e della crescita nei mercati *target* del resto d'Europa (+16% circa, in particolare in Turchia, Germania/Austria e Francia) a fronte della riduzione delle vendite in Italia a causa del clima mite dell'ultima parte dell'anno.
Le vendite di gas naturale liquefatto (GNL) hanno raggiunto 9,9 miliardi di metri cubi, in aumento del 41,4% rispetto al 2005.

L'alleanza strategica con Gazprom
Nel novembre 2006 Eni e Gazprom hanno firmato un ampio accordo strategico che consolida la *partnership* di lungo termine tra le due società nella realizzazione di progetti comuni nel *midstream* e *downstream* gas, nell'*upstream* e nella cooperazione tecnologica.
Punto cardine dell'accordo è l'estensione della durata dei contratti di approvvigionamento di gas russo fino al 2035, che rafforza ulteriormente il portafoglio di forniture di Eni.

Strategie di espansione: acquisizione di *asset* in Congo
Nel febbraio 2007 Eni ha definito, con la società francese Maurel & Prom, l'accordo per il corrispettivo di 1,4 miliardi di dollari per l'acquisto di *asset* in produzione e nella fase esplorativa situati nell'*onshore* del Congo con il ruolo di operatore. L'operazione si inquadra nella strategia di acquisizione di riserve e *asset* in Paesi di consolidata presenza dove l'applicazione delle proprie competenze e la disponibilità di *facility* consentono l'ottenimento di sinergie. La transazione è soggetta all'approvazione da parte delle competenti Autorità congolesi.

L'attività esplorativa
Nel 2006 sono stati investiti 1.348 milioni di euro (+106% rispetto al 2005) per l'esecuzione di un'intensa campagna esplorativa con il completamento di 68 pozzi esplorativi (36 in quota Eni), oltre a 26 pozzi in *progress* a fine esercizio e un tasso di successo commerciale del 43% (49% in quota Eni).
Il portafoglio esplorativo è stato rafforzato attraverso l'acquisizione di *asset* sia in aree di presenza consolidata, quali Africa Settentrionale, Africa Occidentale, Brasile, Norvegia e Stati Uniti, sia in nuovi Paesi/aree a elevato potenziale minerario quali Mali, Mozambico e Timor Est.
La superficie complessiva acquisita si estende per circa 152.000 chilometri quadrati (99% in qualità di operatore).

Principali dati economici e finanziari		2004	2005	2006
(milioni di euro)				
Ricavi della gestione caratteristica		57.545	73.728	**86.105**
Utile operativo		12.399	16.827	**19.327**
Utile operativo *adjusted*		12.582	17.558	**20.490**
Utile netto		7.059	8.788	**9.217**
Utile netto *adjusted*		6.645	9.251	**10.412**
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		12.500	14.936	**17.001**
Investimenti tecnici		7.499	7.414	**7.833**
Dividendi per esercizio di competenza [a]		3.384	4.086	**4.594**
Dividendi pagati nell'esercizio		2.828	5.070	**4.610**
Acquisto di azioni proprie		70	1.034	**1.241**
Costi di ricerca e sviluppo		257	204	**222**
Totale attività al 31 dicembre		72.853	83.850	**88.312**
Debiti finanziari e obbligazionari al 31 dicembre		12.684	12.998	**11.699**
Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti al 31 dicembre		35.540	39.217	**41.199**
Indebitamento finanziario netto al 31 dicembre		10.443	10.475	**6.767**
Capitale Investito Netto al 31 dicembre		45.983	49.692	**47.966**
Prezzo delle azioni a fine periodo	(euro)	18,42	23,43	**25,48**
Numero azioni in circolazione a fine periodo	(milioni)	3.770,0	3.727,3	**3.680,4**
Capitalizzazione di borsa [b]	(miliardi di euro)	69,4	87,3	**93,8**

(a) L'importo 2006 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.
(b) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

Principali indicatori reddittuali e finanziari		2004	2005	2006
Utile netto				
- *per azione* [a]	(euro)	*1,87*	*2,34*	***2,49***
- *per ADS* [b]	(USD)	*4,66*	*5,81*	***6,26***
Utile netto *adjusted*				
- *per azione* [a]	(euro)	*1,76*	*2,46*	***2,81***
- *per ADS* [b]	(USD)	*4,38*	*6,12*	***7,07***
Return On Average Capital Employed (ROACE)				
- *reported*	(%)	*16,6*	*19,5*	***20,3***
- *adjusted*	(%)	*15,9*	*20,5*	***22,7***
Leverage		0,29	0,27	**0,16**
Dividendo di competenza	(euro per azione)	0,90	1,10	**1,25**
Pay-out	(%)	48	46	**50**
Redditività complessiva per l'azionista (TSR)	(%)	28,5	35,3	**14,8**
Dividend yield [c]	(%)	4,9	4,7	**5,0**

(a) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto e il numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla BCE.
(b) Un *ADS* rappresenta due azioni.
(c) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

Principali indicatori di mercato		2004	2005	2006
Prezzo medio del greggio Brent *dated* [a]		38,22	54,38	**65,14**
Cambio medio EUR/USD [b]		1,244	1,244	**1,256**
Prezzo medio in euro del greggio Brent *dated*		30,72	43,71	**51,86**
Margini europei medi di raffinazione [c]		4,35	5,78	**3,79**
Margini europei medi di raffinazione in euro		3,50	4,65	**3,02**
Euribor - euro a tre mesi	(%)	2,1	2,2	**3,1**
Libor - dollaro a tre mesi	(%)	1,6	3,5	**5,2**

(a) In USD per barile. Fonte: *Platt's Oilgram*.
(b) Fonte: BCE.
(c) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati *Platt's Oilgram*.

Principali dati operativi		2004	2005	**2006**
Exploration & Production				
Riserve certe di idrocarburi a fine periodo	(milioni di boe)	7.218	6.837	**6.436**
- Petrolio e condensati	(milioni di barili)	4.008	3.773	**3.481**
- Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	522	498	**480**
Vita utile residua riserve	(anni)	12,1	10,8	**10,0**
Produzione giornaliera di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.624	1.737	**1.770**
- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	1.034	1.111	**1.079**
- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	96	102	**112**
Gas & Power				
Vendite gas nel mondo	(miliardi di metri cubi)	87,03	94,21	**97,48**
Vendita gas in Europa	(miliardi di metri cubi)	85,32	92,50	**95,97**
- Vendite gas in Europa G&P	(miliardi di metri cubi)	80,62	87,99	**91,90**
- Vendite dirette *upstream* in Europa [a]	(miliardi di metri cubi)	4,70	4,51	**4,07**
Clienti in Italia	(milioni)	5,95	6,02	**6,54**
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	80,41	85,10	**87,99**
Produzione venduta di energia elettrica	(terawattora)	13,85	22,77	**24,82**
Refining & Marketing				
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	37,69	38,79	**38,04**
Lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà	(milioni di tonnellate)	26,75	27,34	**27,17**
Capacità bilanciata delle raffinerie interamente possedute	(kbbl/d)	524	524	**534**
Grado di utilizzo della capacità bilanciata	(%)	100	100	**100**
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa a marchio Agip	(milioni di tonnellate)	12,35	12,42	**12,48**
Stazioni di servizio rete Europa a marchio Agip (a fine periodo)	(numero)	6.225	6.282	**6.294**
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa a marchio Agip	(migliaia di litri)	2.488	2.479	**2.470**
Petrolchimica				
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	7.118	7.282	**7.072**
Vendite di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	5.187	5.376	**5.276**
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	75,2	78,4	**76,4**
Ingegneria e Costruzioni				
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	5.784	8.395	**11.172**
Portafoglio ordini a fine periodo	(milioni di euro)	8.521	10.122	**13.191**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	**70.348**	**72.258**	**73.572**

(a) Non include le vendite della Nigeria LNG (Eni 10,4%) destinate in Europa di miliardi di metri cubi: 1,30, 1,31, 1,55 rispettivamente nel 2004, 2005 e 2006.



Consiglio di Amministrazione Eni



Roberto Poli
Presidente



Paolo Scaroni
Amministratore Delegato e Direttore Generale

Lettera agli Azionisti

Signori azionisti,

Il 2006 è stato un anno eccellente per Eni sotto il profilo sia dei risultati di bilancio sia dei risultati industriali.
L'utile e il *cash flow* sono stati i più elevati della storia di Eni grazie al continuo miglioramento della *performance* operativa e alla coerente attuazione della nostra strategia in uno scenario di mercato generalmente favorevole. Abbiamo conseguito un apprezzabile tasso di crescita della produzione nonostante la perdita di quella in Venezuela; abbiamo ottenuto numerosi successi esplorativi, acquisito nuovi, promettenti titoli minerari e ulteriormente ampliato a livello globale il *business* del gas naturale. A coronamento di tutto questo, abbiamo raggiunto un accordo storico con Gazprom che consente di estendere la durata dei nostri contratti di fornitura gas fino al 2035 e apre nuove stimolanti opportunità di espansione nel settore *upstream* in Russia.

Risultati economico-finanziari

L'utile netto di 9,2 miliardi di euro è stato il più elevato mai raggiunto nella storia del Gruppo. L'utile netto *adjusted* di 10,4 miliardi di euro è cresciuto del 12,5%, con un ritorno sul capitale investito del 22,7% (*ROACE*). Il *cash flow* di 17 miliardi di euro ha consentito di finanziare investimenti tecnici di 7,8 miliardi di euro e di ridurre il *leverage* a 0,16. Questi solidi risultati ci consentono di proporre all'assemblea degli azionisti un dividendo di 1,25 euro per azione - di cui 0,60 euro distribuiti nell'ottobre 2006 a titolo di acconto - in aumento del 14% rispetto al 2005 (1,10 euro per azione). Nel 2006 le azioni proprie acquistate sono state 53,1 milioni con un costo di 1,24 miliardi di euro e il flusso di cassa attribuito agli azionisti è stato di 5,8 miliardi di euro. La redditività complessiva per l'azionista del 14,8% (*Total Shareholder Return*) supera per il quinto anno consecutivo la *performance* dei nostri *competitor* europei.

Sostenere la crescita e la redditività per l'azionista

La crescita è al cuore delle nostre priorità strategiche. Il robusto portafoglio di progetti e le opportunità di investimento disponibili ci consentiranno di raggiungere i nostri ambiziosi tassi di crescita di breve e di lungo termine. Nel prossimo quadriennio investiremo 44,6 miliardi di euro nei nostri *business* per sostenere la crescita anche oltre il 2010. Questo piano di investimenti, il più importante mai varato nella storia di Eni, sarà attuato sulla base di rigorosi criteri finanziari e industriali. Il *free cash flow* atteso nel 2010 ci consentirà di finanziare il flusso attuale di dividendi in termini reali, anche assumendo uno scenario di prezzo del greggio Brent di 40 dollari/barile.

Tra i settori, l'**EXPLORATION & PRODUCTION** ha conseguito i più forti tassi di crescita. Nel 2006, l'utile netto *adjusted* di 7,3 miliardi di euro è aumentato del 17,7%. La produzione di petrolio e gas naturale è aumentata di circa il 2%, raggiungendo 1,77 milioni di boe/giorno. Tale crescita, interamente organica, è stata conseguita nonostante l'effetto negativo della risoluzione unilaterale del contratto relativo alle attività minerarie di Daciòn in Venezuela e della minore attribuzione di produzione nei *Production Sharing Agreement* (*PSA*) e nei contratti di *buy-back* dovuta all'aumento del prezzo del barile. Escludendo l'effetto prezzo nei *PSA* e l'impatto della can-



Alberto Clô
Consigliere



Renzo Costi
Consigliere



Dario Fruscio
Consigliere



Marco Pinto
Consigliere

cellazione del contratto di Daciòn, la crescita organica ha sfiorato il tasso *outstanding* del 6%. Siamo impegnati a mantenere un elevato tasso di crescita della produzione per linee interne. L'obiettivo è conseguire al 2010 il livello produttivo di 2 milioni di boe/giorno, corrispondenti al tasso di crescita medio annuo di circa il 3%.

Nel 2006 l'esplorazione ha ottenuto notevoli risultati con un tasso di successo del 49% e l'acquisizione di nuove aree per un'estensione di circa 152 mila chilometri quadrati, 99% in qualità di operatore. Nel medio termine, siamo impegnati a rimpiazzare più del 100% delle riserve prodotte. Le attività di sviluppo stanno progredendo in molti giacimenti in tutto il mondo, in particolare su Kashagan, per il quale prevediamo maggiori costi di investimento e lo slittamento dei tempi di avvio, ma anche un livello di produzione più elevato di quanto originariamente previsto.
Abbiamo ulteriormente ampliato a livello globale il *business* del GNL, quale strategia per valorizzare la nostra ampia base di riserve di gas. Nel 2006 abbiamo realizzato progressi significativi con l'avvio del quinto treno di liquefazione dell'impianto Bonny, in Nigeria, dove stiamo realizzando il sesto treno con entrata in produzione prevista nel 2008, nonché con la firma di un accordo quadro per il raddoppio della capacità dell'impianto di liquefazione di Damietta, in Egitto, con entrata in esercizio prevista nel 2010.

Il conseguimento dei nostri obiettivi può essere accelerato dal concretizzarsi delle opzioni di crescita che stiamo perseguendo con il nostro *partner* Gazprom.
Nel settore **GAS & POWER**, il nostro solido e integrato posizionamento competitivo in Europa genera risultati e flussi di cassa stabili e di elevato livello. L'utile netto *adjusted* dell'anno, di 2,9 miliardi di euro, è aumentato del 12,1% anche grazie all'incremento di circa il 16% dei volumi venduti in Europa di 35 miliardi di metri cubi (escludendo l'Italia e le vendite dirette dell'*upstream* di 4 miliardi). Questo risultato è stato raggiunto nonostante l'inasprimento della concorrenza e il clima mite.
La nostra strategia è di incrementare la quota di mercato nei Paesi europei chiave, difendere il *business* del gas naturale in Italia e gestire in maniera efficace ed efficiente i *business* regolati. La domanda di gas naturale in Europa è prevista crescere costantemente nei prossimi anni con un incremento complessivo di circa il 45% entro il 2020 (corrispondente a un tasso di incremento medio annuo del 2,4%). Tale crescita, unitamente all'effetto del declino delle produzioni in Europa, renderà il nostro continente sempre più dipendente dalle importazioni per la soddisfazione del proprio fabbisogno di gas. In tale contesto, Eni è nella posizione di rafforzare ulteriormente la propria *leadership* sul mercato facendo leva sui vantaggi competitivi assicurati da un impareggiabile portafoglio di *asset* in termini di accesso alle infrastrutture, disponibilità di gas - sia da produzione sia in base a contratti di fornitura di lungo termine - relazioni consolidate con i Paesi produttori, conoscenza dei mercati e ampio portafoglio clienti. Il recente accordo con Gazprom rappresenta una nuova pietra miliare della nostra *partnership* con il primo produttore mondiale di gas naturale, e ci consentirà di rafforzare il nostro posizionamento competitivo. L'obiettivo al 2010 è il conseguimento sul mercato mondiale di un volume di vendita superiore ai 105 miliardi di metri cubi, con un tasso di crescita medio annuo delle vendite internazionali del 10%.

Il settore **REFINING & MARKETING** ha conseguito l'utile netto *adjusted* di 629 milioni di euro con una riduzione del 33,4% rispetto al 2005, per effetto dell'andamento



Marco Reboa
Consigliere



Mario Resca
Consigliere



Pierluigi Scibetta
Consigliere

negativo dello scenario del margine di raffinazione, dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro e dell'impatto delle fermate delle raffinerie per maggiore attività di manutenzione programmata.
Guardando al futuro, stanno emergendo diversi *trend* nello scenario della raffinazione: l'adozione di specifiche ambientali sempre più stringenti, gli sbilanciamenti globali nella disponibilità dei prodotti (soprattutto il *deficit* di carburanti diesel in Europa), la relativa abbondanza di greggi pesanti e la volontà di incrementare i livelli di efficienza. Questi sono i fattori chiave di indirizzo della nostra strategia.

Nella raffinazione, Eni aumenterà il livello di investimenti al fine di incrementare la capacità di conversione delle raffinerie per soddisfare le specifiche future di qualità dei prodotti, produrre prodotti ad alto valore aggiunto e *feedstock* per le produzioni petrolchimiche, ridurre i costi operativi e incrementare la flessibilità delle raffinerie nella lavorazione di greggi di scarsa qualità. Nel *marketing*, intendiamo massimizzare il valore della nostra rete di distribuzione di carburanti in Italia attraverso un piano mirato di investimenti, iniziative di *marketing* focalizzate sui clienti, efficaci differenziazioni di prezzo, incremento dell'offerta di *premium-product* e l'efficienza operativa.

La gestione delle attività nella **PETROLCHIMICA**, che nel 2006 ha conseguito l'utile netto *adjusted* di 174 milioni di euro, rimane improntata al miglioramento dell'efficienza e allo sviluppo selettivo degli impianti di dimensioni competitive, con favorevole localizzazione geografica. Gli investimenti saranno selezionati in funzione dell'implementazione di progetti di sbottigliamento, di incremento dell'efficienza e della flessibilità degli impianti nelle aree di eccellenza (stirenici ed elastomeri) e di mantenimento di elevati *standard* di *performance* nella salute, nella sicurezza e nell'ambiente.

L'utile netto *adjusted* del settore **INGEGNERIA E COSTRUZIONI** di 400 milioni di euro è aumentato del 22% riflettendo il forte posizionamento competitivo di Saipem in questo settore, grazie anche all'integrazione con la Snamprogetti. Per far fronte all'incremento della domanda di impianti di perforazione e di servizi da parte dell'industria petrolifera, Saipem sta pianificando di sviluppare e migliorare ulteriormente la portata geografica e le caratteristiche tecniche della propria flotta di classe mondiale.

Il nostro incessante impegno nella ricerca tecnologica e nell'innovazione, sottolinea la fondamentale convinzione che la tecnologia costituisce un fattore chiave nel rafforzare i nostri vantaggi competitivi nel lungo termine e nel promuovere la crescita sostenibile. Stiamo conducendo attività di ricerca che mirano principalmente alla riduzione dei costi di scoperta e di recupero degli idrocarburi, all'*upgrading* dei greggi pesanti, alla valorizzazione del gas naturale remoto e alla protezione dell'ambiente. In particolare stiamo facendo progressi nell'applicazione delle nostre tecnologie *break-trough:* EST (Eni Slurry Technology) per la totale conversione dei greggi pesanti; TAP (trasporto gas ad alta pressione) e *GTL* (*gas-to-liquids*) per la valorizzazione del gas.

Sviluppo sostenibile

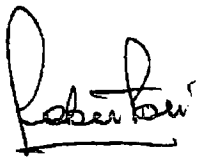
Il 2006 rappresenta il primo anno di pubblicazione del Bilancio di Sostenibilità Eni, con l'obiettivo di una rendicontazione più efficace verso i nostri *stakeholder*. Abbiamo definito un approccio più coerente alla

Sostenibilità e siamo più che mai impegnati nel gestire e sviluppare la nostra impresa in modo responsabile e trasparente. Tra le numerose iniziative nel campo della Sostenibilità, vogliamo evidenziare il nostro impegno nella ricerca di soluzioni finalizzate alla riduzione delle emissioni di gas serra dai processi industriali e nello sviluppo di iniziative di tutela dell'ambiente quali la realizzazione di complessi industriali per sfruttare in modo economico il gas bruciato in torcia (*flared gas*).

In sintesi, il 2006 è stato un anno eccellente per Eni. Oltre al conseguimento dei migliori risultati della nostra storia, abbiamo lavorato per creare opportunità di crescita in tutti i settori di attività. Siamo fiduciosi nella nostra capacità di continuare a conseguire tassi di crescita tra i più elevati dell'industria e attrattivi ritorni per gli azionisti.

29 marzo 2007

per il Consiglio di Amministrazione



Il Presidente



L'Amministratore Delegato e Direttore Generale

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE [1]

Presidente
Roberto Poli [2]

Amministratore Delegato e Direttore Generale
Paolo Scaroni [3]

Amministratori
Alberto Clô, Renzo Costi, Dario Fruscio, Marco Pinto, Marco Reboa, Mario Resca, Pierluigi Scibetta

DIRETTORI GENERALI

Divisione Exploration & Production
Stefano Cao [4]

Divisione Gas & Power
Domenico Dispenza [5]

Divisione Refining & Marketing
Angelo Taraborelli [6]

COLLEGIO SINDACALE [7]

Presidente
Paolo Andrea Colombo

Sindaci effettivi
Filippo Duodo, Edoardo Grisolia, Riccardo Perotta, Giorgio Silva

Sindaci supplenti
Francesco Bilotti, Massimo Gentile

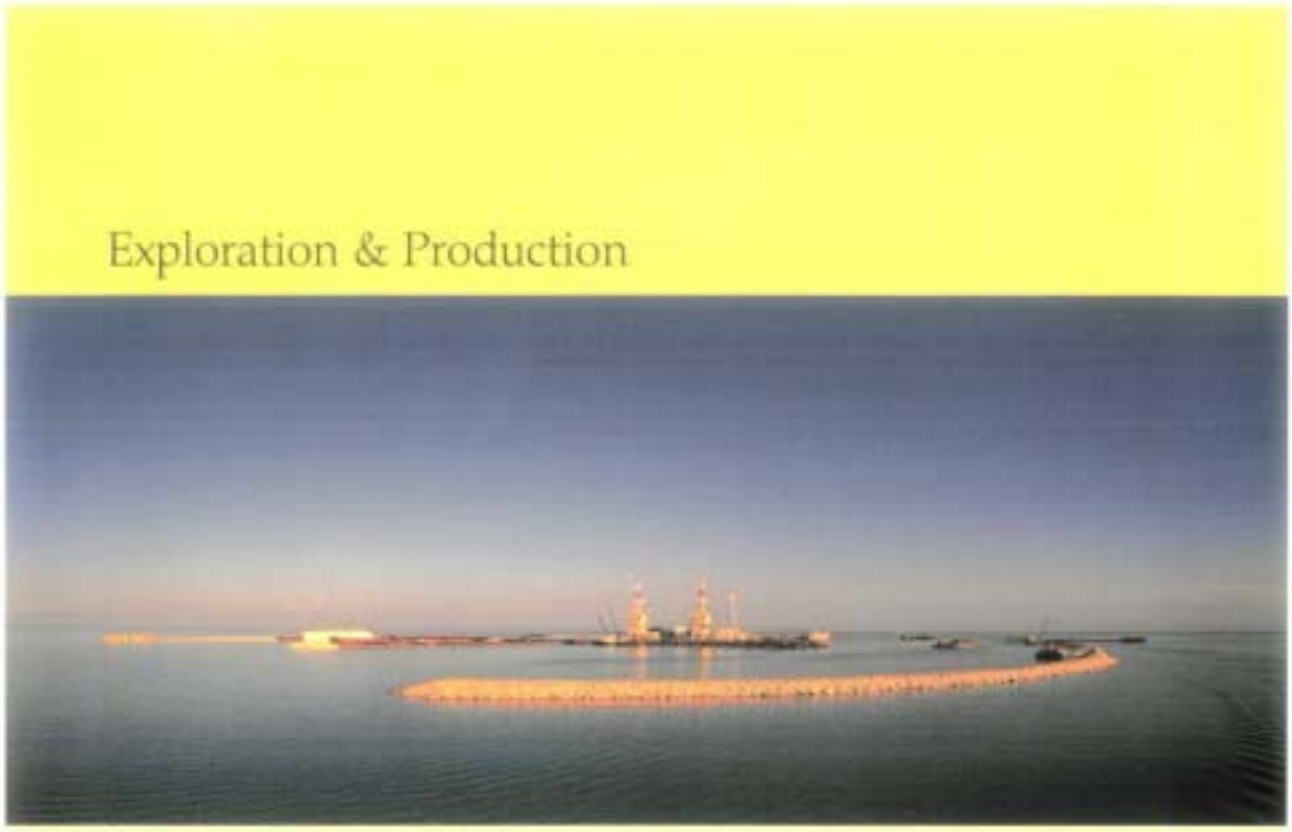
MAGISTRATO DELLA CORTE DEI CONTI DELEGATO AL CONTROLLO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DI ENI SpA
Lucio Todaro Marescotti [8]

Sostituto
Angelo Antonio Parente [9]

Società di revisione [10]
PricewaterhouseCoopers SpA

La composizione e le funzioni del Comitato per il controllo interno, del *Compensation Committee* e dell'Osservatorio Petrolifero Internazionale sono illustrate nel capitolo "Corporate Governance" della Relazione sulla gestione.

(1) Nominato dall'Assemblea il 27 maggio 2005 per un triennio che scade con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007
(2) Nominato dall'Assemblea il 27 maggio 2005
(3) Deleghe conferitegli dal Consiglio di Amministrazione il 1° giugno 2005
(4) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 novembre 2000
(5) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 dicembre 2005, con decorrenza 1° gennaio 2006
(6) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 aprile 2004
(7) Nominato dall'Assemblea il 27 maggio 2005 per un triennio che scade con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007
(8) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 19-20 luglio 2006
(9) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 27-28 maggio 2003
(10) Incarico conferito dall'Assemblea il 28 maggio 2004 per il triennio 2004-2006



Principali indicatori di *performance*		**2004**	**2005**	**2006** [a]
Ricavi [b]	(milioni di euro)	15.346	22.531	**27.173**
Utile operativo		8.185	12.592	**15.580**
Utile operativo *adjusted*		8.202	12.903	**15.763**
Utile netto *adjusted*		4.033	6.186	**7.279**
Investimenti tecnici		4.853	4.965	**5.203**
di cui: *ricerca esplorativa* [c]		*499*	*656*	***1.348***
Capitale investito netto		17.937	20.206	**18.590**
ROACE adjusted (%)	(%)	22,7	32,4	**37,5**
Prezzi medi di realizzo				
- Petrolio e condensati	($/bbl)	34,73	49,09	**60,09**
- Gas naturale	($/kmc)	137,58	158,94	**187,25**
- Idrocarburi	($/boe)	30,40	41,06	**48,87**
Produzioni				
- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	1.034	1.111	**1.079**
- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	96	102	**112**
- Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.624	1.737	**1.770**
Riserve certe				
- Petrolio e condensati	(milioni di barili)	4.008	3.773	**3.481**
- Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	522	498	**480**
- Idrocarburi	(milioni di boe)	7.218	6.837	**6.436**
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	12,1	10,8	**10,0**
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	105	23	**65**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	7.477	8.030	**8.336**

(a) A partire dal 1° gennaio 2005 la società Tecnomare è rappresentata nel settore Exploration & Production (in precedenza era inclusa nell'aggregato "Altre attività").
(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.
(c) Include *bonus* esplorativi.

Acquisizione di *asset* in Congo

› Nel febbraio 2007 Eni ha definito con la società francese Maurel & Prom l'accordo per l'acquisito di *asset* esplorativi e produttivi situati nell'*onshore* del Congo. Il corrispettivo dell'operazione è di 1,4 miliardi di dollari. L'operazione si inquadra nella strategia di acquisizione di riserve e *asset* in Paesi di consolidata presenza dove l'applicazione delle proprie competenze e la disponibilità di *facility* consentono l'ottenimento di sinergie. La transazione è soggetta all'approvazione da parte delle competenti Autorità congolesi

Risultati economici e finanziari

› L'utile netto *adjusted* di 7.279 milioni di euro è aumentato di 1.093 milioni di euro rispetto al 2005 (+17,7%) per effetto essenzialmente dei maggiori prezzi di realizzo del petrolio e del gas e della crescita della produzione venduta, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'incremento dei costi di produzione e del *tax rate adjusted*.

› Il *ROACE adjusted* è pari al 37,5% nel 2006, in aumento rispetto al 2005 (32,4%)

› Nel 2006 il differenziale tra il prezzo di realizzo dei greggi *equity* e il prezzo del Brent è stato di -3,63 dollari/barile, in miglioramento rispetto al 2005 per effetto dell'apprezzamento sul mercato dei greggi angolani e della migliore valorizzazione del greggio kazako. I prezzi del gas naturale sono aumentati in tutte le aree riflettendo l'aumento dei prezzi del petrolio e dei prodotti

› Sono stati investiti 3,6 miliardi di euro nello sviluppo delle riserve di petrolio e gas, in particolare in Kazakhstan, Angola, Egitto ed Italia e 1,4 miliardi di euro (+106% rispetto al 2005) nella ricerca esplorativa in particolare in Angola, Egitto, Nigeria e nell'*offshore* della Norvegia e del Golfo del Messico

Produzione

› La produzione di idrocarburi è stata di 1,77 milioni di barili di petrolio equivalente (boe)/giorno, in crescita dell'1,9% rispetto al 2005, nonostante gli effetti della perdita della produzione di Dación e della minore attribuzione di produzione nei *Production Sharing Agreement (PSA)* e nei contratti di *buy-back*[1] dovuta all'aumento del prezzo del barile. Rispetto alle previsioni formulate nel corso dell'anno, assumendo uno scenario di riferimento del prezzo medio del Brent di 55 dollari/barile, è stato confermato il *target* di crescita del 3% rispetto al 2005

› La crescita produttiva dell'anno è dovuta agli importanti avvii/regimazioni di progetti gas in Libia (entrata a regime del giacimento Bahr Essalam nell'ambito del Western Libyan Gas Project), Egitto (sviluppo riserve *offshore* delta del Nilo), Nigeria (treni 4 e 5 dell'impianto GNL di Bonny), Australia (fase gas di Bayu Undan) e Croazia, nonché alla crescita della produzione di petrolio in Angola e in Libia

› Nel medio termine Eni prevede un tasso di crescita della produzione di circa il 3% con l'obiettivo di superare i 2 milioni di boe/giorno nel 2010

(1) Per la definizione di *PSA* e di contratti di *buy-back* v. "Glossario".

Riserve certe di petrolio e gas

› Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 sono 6,44 miliardi di boe (-6% rispetto al 2005) determinate applicando la quotazione di fine esercizio di 58,925 dollari/barile, con un tasso di rimpiazzo organico del 65% e un indice di vita utile residua di 10 anni. Assumendo uno scenario di prezzo del Brent di 40 dollari/barile nella determinazione delle attribuzioni nei *PSA* e nei contratti di *buy-back*, il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe è del 106% in media triennale

› Nel medio termine il rimpiazzo delle riserve prodotte sarà sostenuto dal significativo potenziale minerario delle aree *core* di Eni del Mar Caspio, dell'Africa Occidentale e dell'Africa Settentrionale

Esplorazione e rinnovo portafoglio minerario

› Sono state effettuate numerose scoperte di idrocarburi; le principali sono avvenute in Indonesia, Egitto, Kazakhstan, Norvegia, Nigeria, Regno Unito, Golfo del Messico, Italia, Angola e Congo. Complessivamente sono stati completati 68 pozzi esplorativi (35,9 in quota Eni), oltre a 26 pozzi *in progress* a fine esercizio, con un tasso di successo commerciale del 43% (49% in quota Eni)

› Il portafoglio esplorativo è stato rafforzato attraverso l'acquisizione di *asset* sia in aree di presenza consolidata quali Angola, Alaska, Brasile, Congo, Egitto, Nigeria, Norvegia, Pakistan e Golfo del Messico, sia con l'ingresso in nuovi Paesi/aree a elevato potenziale quali Mali, Mozambico e Timor Est. La superficie complessiva acquisita si estende per circa 259 mila chilometri quadrati (152 mila in quota Eni, di cui il 99% in qualità di operatore)

Riserve

***Governance* delle Riserve**

I criteri di classificazione delle riserve certe e delle riserve certe sviluppate e non sviluppate adottati da Eni sono in linea con la normativa statunitense prevista dalla Regulation S-X Rule 4-10 della *Security and Exchange Commision* (*SEC*).

Le riserve certe sono le quantità stimate di petrolio (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione. Nella valutazione si applicano i prezzi rilevati l'ultimo giorno dell'anno e si considerano solo le variazioni previste contrattualmente; non si tiene conto di quelle legate a situazioni future. I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste ne viene dato. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono soggette a revisioni in aumento o in diminuzione in dipendenza dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Eni promuove le riserve *unproved* di un giacimento a riserve certe quando sono soddisfatti tutti i criteri interni sia tecnici, sia economici/commerciali per il riconoscimento dello *status* di riserva certa.

Le riserve certe relative ai contratti di Concessione sono determinate applicando la quota di spettanza della produzione al totale delle riserve certe dell'area coperta dal contratto, tenuto conto della durata del titolo che normalmente coincide con la vita utile del giacimento. Le riserve certe relative ai contratti di *Production Sharing* (*Production Sharing Agreement - PSA*) sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (*Cost oil*) e della remunerazione fissata contrattualmente (*Profit oil*). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di *service* e di *buy-back*. In uno scenario di elevati prezzi del petrolio, la quantità di riserve attribuite per recuperare lo stesso ammontare di costi sostenuti dalla compagnia petrolifera si riduce.

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. La Direzione Riserve della Divisione Exploration & Production, alle dirette dipendenze del Direttore Generale, ha il compito di mantenere costantemente aggiornate le direttive per

la valutazione delle riserve e di presidiarne il processo di quantificazione. Le direttive sono state sottoposte all'esame di DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa *SEC*; D&M ha attestato inoltre che le direttive che regolamentano situazioni per le quali le norme *SEC* sono meno specifiche sono state interpretate in modo ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni quantifica le riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti.

Il processo di valutazione delle riserve coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i *Local Reserves Evaluators* (*LRE*) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) i responsabili di area geografica di sede che effettuano il controllo delle valutazioni dell'unità locale; (iii) la Direzione Riserve che controlla in maniera indipendente rispetto alle unità operative la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e aggrega i dati su base *worldwide* calcolando le quote di spettanza Eni. In particolare, la Direzione Riserve ha, tra le altre, le seguenti principali responsabilità: assicura il processo di certificazione periodica delle riserve, effettua la valutazione economica delle riserve e mantiene costantemente aggiornate le direttive di valutazione e di classificazione.

Tutto il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale.

Dal 1991 Eni fa eseguire a rotazione da società di ingegneri petroliferi indipendenti una valutazione[2] delle proprie riserve certe *equity* di idrocarburi. In particolare nel 2006 sono state oggetto di valutazione riserve certe per complessivi 1,4 miliardi di boe, pari a circa il 21% delle riserve al 31 dicembre 2006.

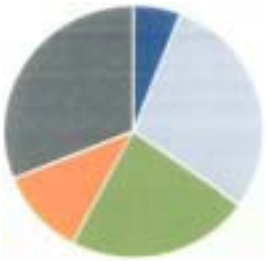
Le risultanze hanno confermato sostanzialmente, come in passato, le valutazioni interne.

Nel triennio 2004-2006 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 76% del totale delle riserve certe.

Ulteriori informazioni sulle riserve sono contenute nella nota n. 35 al bilancio consolidato – Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione – Riserve di petrolio e di gas naturale.

Riserve certe di petrolio e condensati per area geografica a fine periodo

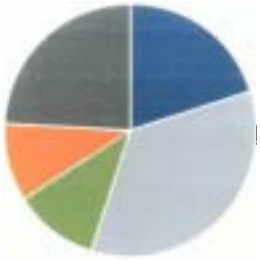
3.481 milioni di barili



- 6% Italia
- 29% Africa Settentrionale
- 23% Africa Occidentale
- 11% Mare del Nord
- 31% Resto del mondo

Riserve certe di gas naturale per area geografica a fine periodo

480 miliardi di metri cubi



- 20% Italia
- 35% Africa Settentrionale
- 11% Africa Occidentale
- 10% Mare del Nord
- 24% Resto del mondo

(2) Dal 1991 al 2002 DeGolyer and MacNaughton e, a partire dal 2003, anche da Ryder Scott.



Algeria: Impianto di produzione.

Evoluzione

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 sono 6.436 milioni di boe (petrolio e condensati 3.481 milioni di barili; gas naturale 2.955 milioni di boe). Le riserve sono localizzate in Italia (12% del totale); Africa Settentrionale (32% del totale; essenzialmente in Libia, Egitto e Algeria); Africa Occidentale (17% del totale; essenzialmente in Nigeria e Angola); Mare del Nord (11% del totale; Norvegia e Regno Unito) e nel Resto del Mondo (28% del totale; essenzialmente in Kazakhstan, Pakistan, Australia e Ecuador).

Le riserve certe relative ai *PSA* rappresentano il 53% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalente nel 2006 (48% nel 2005). Le riserve certe relative ai contratti di *service* e *buy-back* rappresentano il 2% delle riserve certe in barili di petrolio equivalente nel 2006 (2% nel 2005).

Nel 2006 le promozioni a riserve certe di 417 milioni di boe sono riferite a: (i) nuove scoperte ed estensioni (161 milioni di boe), in particolare Kazakhstan, Algeria, Egitto, Trinidad & Tobago e Libia; (ii) miglioramenti di recupero assistito (105 milioni di boe), in particolare Egitto, Angola, Algeria, Kazakhstan e Nigeria; (iii) revisioni positive nette di precedenti stime di 151 milioni di boe risultanti da revisioni positive in Kazakhstan, Libia ed Egitto, parzialmente compensate da revisioni negative in Nigeria e Ecuador.

La risoluzione unilaterale da parte della compagnia petrolifera di Stato del Venezuela PDVSA del contratto di servizio relativo alle attività minerarie dell'area di Dación ha determinato la riduzione delle riserve certe di 170 milioni di barili (v. Venezuela nel seguito).

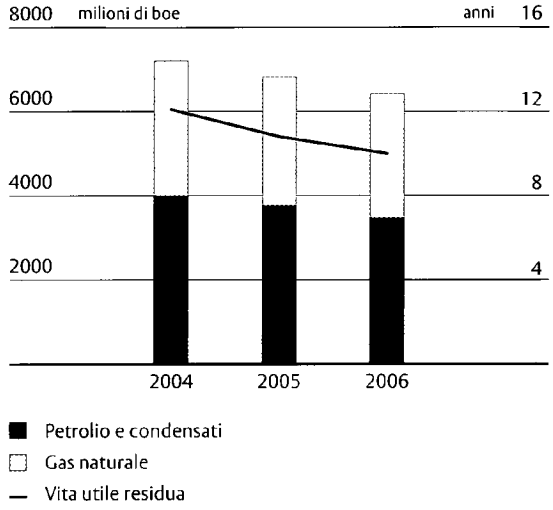
Nel 2006 il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe è stato del 65% (38% *all sources*, includendo cioè anche l'impatto della perdita delle riserve certe di Dación e le altre operazioni di portafoglio). La vita utile residua delle riserve è di 10 anni (10,8 al 31 dicembre 2005).

Considerando l'impatto degli elevati prezzi del petrolio sull'attribuzione delle riserve certe nei *PSA* e nei contratti di *buy-back* determinata sulla base del prezzo di chiusura dell'esercizio di 58,925 dollari/barile per il *marker* Brent, l'adozione di un prezzo normalizzato di 40 dollari/barile avrebbe comportato un tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe del 106% in media triennale.

L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è la seguente:		(milioni di boe)
Riserve certe al 31 dicembre 2005		6.837
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito	417	
Produzione	(646)	(229)
		6.608
Operazioni di portafoglio		(2)
Risoluzione da parte di PDVSA del contratto relativo alle attività minerarie del campo di Dación		(170)
Riserve certe al 31 dicembre 2006		**6.436**

Le riserve certe sviluppate al 31 dicembre 2006 sono 4.059 milioni di boe (petrolio e condensati 2.144 milioni di barili; gas naturale 1.915 milioni di boe) e rappresentano il 63% delle riserve certe (stessa percentuale al 31 dicembre 2005).

Riserve certe di idrocarburi e vita utile residua



Portafoglio minerario e attività di esplorazione

Al 31 dicembre 2006 il portafoglio minerario di Eni consiste in 1.029 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 36 Paesi dei cinque continenti per una superficie complessiva in quota Eni di 385.219 chilometri quadrati (266.000 al 31 dicembre 2005), di cui 48.273 relativi a permessi di sviluppo (55.098 al 31 dicembre 2005). All'estero la superficie complessiva in quota Eni (362.723 chilometri quadrati) è aumentata di 120.775 chilometri quadrati per effetto dell'ottenimento di licenze esplorative in Angola, Australia, Brasile, Congo, Egitto, Marocco, Nigeria, Norvegia, Pakistan e Stati Uniti e nei nuovi Paesi di Mali, Mozambico e Timor Est.
In Italia la superficie complessiva in quota Eni (22.496 chilometri quadrati) è diminuita di 1.557 chilometri quadrati a seguito di rilasci.

Nel 2006 sono stati ultimati 68 nuovi pozzi esplorativi (35,9 in quota Eni), a fronte dei 52 (21,8 in quota Eni) del 2005. Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 43% (49% in quota Eni) a fronte del 39,3% (47,4% in quota Eni) del 2005.

Riserve certe di idrocarburi [a][b]

	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Variazione Ass.	Variazione %
	2004			2005			2006			2006 vs 2005	
Italia	225	108	**890**	228	104	**868**	215	96	**805**	(63)	(7,3)
Africa Settentrionale	993	183	**2.117**	979	173	**2.047**	998	169	**2.037**	(10)	(0,5)
Africa Occidentale	1.056	49	**1.357**	942	56	**1.285**	793	54	**1.129**	(156)	(12,1)
Mare del Nord	450	58	**807**	433	53	**758**	386	48	**682**	(76)	(10,0)
Resto del mondo	1.284	124	**2.047**	1.191	112	**1.879**	1.089	113	**1.783**	(96)	(5,1)
Totale	**4.008**	**522**	**7.218**	**3.773**	**498**	**6.837**	**3.481**	**480**	**6.436**	**(401)**	**(5,9)**

(a) Il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è 1 mc = 0,00615 barili di petrolio.
(b) Include la quota Eni delle riserve di entità valutate con il metodo del patrimonio netto (36 milioni di boe nel 2006).

Produzione

Nel 2006 la produzione giornaliera di idrocarburi di 1.770 mila boe è aumentata di 33 mila boe rispetto al 2005, pari all'1,9%, nonostante gli impatti della risoluzione unilaterale da parte della compagnia petrolifera di Stato Petroleos de Venezuela SA (PDVSA) del contratto relativo alle attività minerarie di Dación con effetto dal 1° aprile 2006 (-46 mila boe/giorno) e della minore attribuzione di produzione (-21 mila boe/giorno) nei *Production Sharing Agreement (PSA)* e nei contratti di *buy-back* dovuta all'aumento del prezzo del barile. In particolare la crescita per linee interne è dovuta essenzialmente all'avvio/entrata a regime di importanti progetti a gas (Libia, Egitto, Nigeria, Australia e Croazia) e all'incremento della produzione di petrolio in Angola e in Libia, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dal declino di giacimenti maturi e dagli impatti delle fermate di impianti in Nigeria per effetto delle tensioni locali. La quota di produzione estera sul totale raggiunge l'87% (85% nel 2005).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (1.079 mila barili) aumenta in particolare in: (i) Angola, per effetto dell'entrata a regime dei giacimenti Kissanje e Dikanza, nell'ambito della fase B del progetto di sviluppo Kizomba

Produzione giornaliera di idrocarburi [a][b]

	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Variazione Ass.	Variazione %
	2004			2005			2006			2006 vs 2005	
Italia	80	31,1	271	86	28,4	261	79	25,7	238	(23)	(8,8)
Africa Settentrionale	261	19,3	380	308	28,0	480	329	36,8	555	75	15,6
Egitto	94	17,2	200	90	20,0	213	85	23,0	227	14	6,6
Libia	89	1,3	97	120	7,2	164	144	12,8	222	58	35,4
Algeria	66	0,5	68	86	0,4	88	88	0,6	91	3	3,4
Tunisia	12	0,3	15	12	0,4	15	12	0,4	15		
Africa Occidentale	285	5,0	316	310	5,4	343	322	8,0	372	29	8,5
Nigeria	134	4,4	161	123	4,7	152	106	7,0	149	(3)	(2,0)
Angola	78	0,3	80	122	0,5	124	151	0,7	156	32	25,8
Congo	72	0,3	74	65	0,2	67	65	0,3	67		
Gabon	1		1								
Mare del Nord	203	17,1	308	179	17,0	283	178	16,9	282	(1)	(0,4)
Norvegia	102	6,7	143	96	6,9	138	98	6,9	140	2	1,4
Regno Unito	101	10,2	164	83	10,1	145	80	10,0	142	(3)	(2,1)
Paesi Bassi		0,2	1								
Resto del mondo	205	23,4	349	228	23,0	370	171	24,9	323	(47)	(12,7)
Australia	21		21	21	0,1	22	18	1,4	26	4	18,2
Cina	5		5	7		7	6	0,3	8	1	14,3
Croazia		1,0	6		1,2	7		1,9	12	5	71,4
Ecuador	19		19	17		17	15		15	(2)	(11,8)
Indonesia	4	4,9	34	3	3,9	27	2	3,3	23	(4)	(14,8)
Iran	9		9	35		35	29		29	(6)	(17,1)
Kazakhstan	54	5,5	88	64	6,3	102	64	6,4	103	1	1,0
Pakistan	1	7,3	46	1	7,8	49	1	8,2	51	2	4,1
Stati Uniti	25	3,1	44	19	2,1	33	21	1,8	32	(1)	(3,0)
Trinidad&Tobago		1,6	10		1,6	10		1,5	9	(1)	(10,0)
Venezuela	67		67	61		61	15		15	(46)	(75,4)
Totale	1.034	95,9	1.624	1.111	101,8	1.737	1.079	112,3	1.770	33	1,9

(a) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (8, 7 e 6 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2006, nel 2005 e nel 2004).
(b) Include la quota Eni delle produzioni di entità valutate con il metodo del patrimonio netto.

nel Blocco 15 (Eni 20%), e North Sanha/Bomboco nel Blocco 0 (Eni 9,8%), nonché dell'avvio dei giacimenti del progetto integrato Benguela/Belize/Lobito/Tomboco nel Blocco 14 (Eni 20%); (ii) Libia, per effetto dell'entrata a regime del giacimento *offshore* Bahr Essalam nell'ambito del Western Libyan Gas Project (Eni 50%) e del giacimento El Feel (Eni 23,3%). Le diminuzioni hanno riguardato il Venezuela, la Nigeria, dove i fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'entrata a regime del giacimento Bonga nel permesso OML 118 (Eni 12,5%) e l'Italia, a seguito dei problemi tecnici verificatisi all'*FPSO* del giacimento Aquila e dei declini produttivi. La produzione giornaliera di gas naturale (112 milioni di metri cubi) è aumentata in: (i) Libia, per effetto dell'entrata a regime del giacimento Bahr Essalam (Eni 50%); (ii) Egitto, per effetto dell'entrata a regime/avvio del giacimento Barboni, Baltim North, Anshuga e dell'aumento del numero dei pozzi produttivi di el Temsah nell'*offshore* del Delta del Nilo, nonché della crescita delle forniture all'impianto di liquefazione di Damietta (Eni 40%); (iii) Nigeria, per effetto della crescita delle forniture all'impianto di liquefazione di Bonny (Eni 10,4%) in relazione all'avvio dei treni di trattamento 4 e 5; (iv) Australia, a seguito dell'avvio delle forniture all'impianto di liquefazione di Darwin collegato al giacimento a liquidi e gas Bayu Undan (Eni 12,04%); (v) Croazia, a seguito dell'avvio dei giacimenti Ika, Ida e Ivana C-K (Eni 50%) nell'*offshore* adriatico. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione registrata in Italia a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 625,1 milioni di boe. La differenza di 20,8 milioni di boe rispetto alla produzione di 645,9 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (18,4 milioni di boe).

La produzione venduta di petrolio e condensati (391,1 milioni di barili) è stata destinata per circa il 68% al settore Refining & Marketing. La produzione venduta di gas naturale (38,1 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 40% al settore Gas & Power.

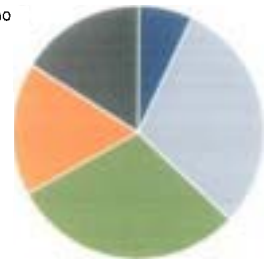
Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

AFRICA SETTENTRIONALE

Algeria Attività esplorativa: a) nel Blocco *onshore* 403a (Eni 100%) i pozzi di *appraisal* Rom N2 e N3 hanno rinvenuto una mineralizzazione di petrolio alla profondità di 3.300 metri; b) nel Blocco *onshore* 404a (Eni 25%) il pozzo di scoperta BBKS-1 ha rinvenuto alla profondità di 3.160 metri la presenza di petrolio, erogando in fase di

Produzione di petrolio e condensati per area geografica

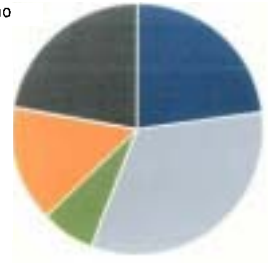
1.079 migliaia di barili/giorno



- 7% Italia
- 30% Africa Settentrionale
- 30% Africa Occidentale
- 17% Mare del Nord
- 16% Resto del mondo

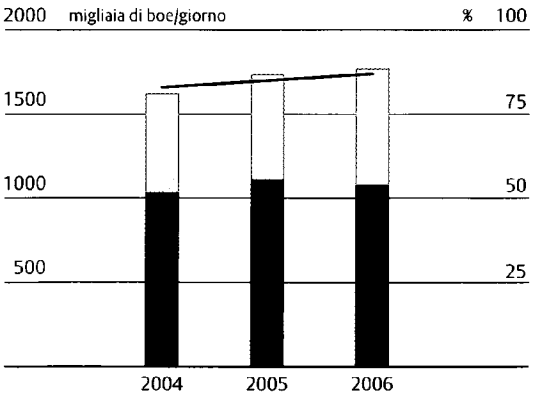
Produzione di gas naturale per area geografica

112 milioni di metri cubi/giorno

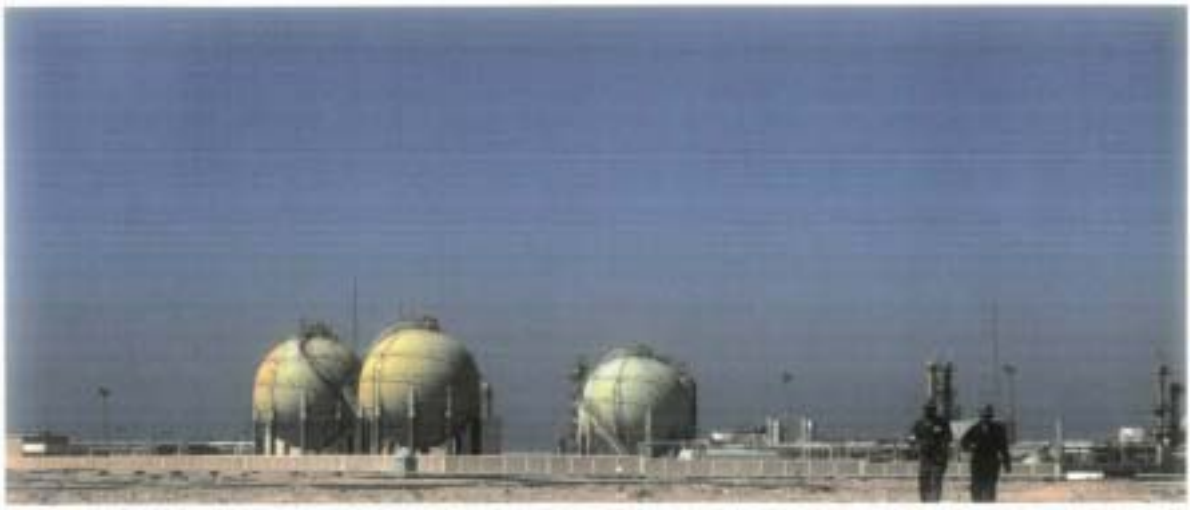


- 23% Italia
- 33% Africa Settentrionale
- 7% Africa Occidentale
- 15% Mare del Nord
- 22% Resto del mondo

Produzione giornaliera di idrocarburi e quota estero



- Petrolio e condensati
- Gas naturale
- Quota estero



Egitto: giacimento Abu Rudeis, Impianto di produzione.

short test circa 700 barili giorno; il pozzo di *appraisal* BBKSE-1 ha rinvenuto una mineralizzazione di petrolio alla profondità di circa 3.200 metri confermando l'estensione verso est della struttura BBKS.

I principali progetti di sviluppo in corso riguardano: (i) ROM *flaring down* (Eni 100%) che prevede l'abbattimento del gas attualmente bruciato al centro satellite di ROM con il progressivo abbattimento fino al 90% circa dei volumi bruciati per *compliance* con la legge algerina; (ii) ROM e ZEA *Integrated Development* (Eni 100% e 75% rispettivamente), che prevede la messa in produzione attraverso il supporto di pressione con *water injection* delle riserve scoperte con la recente attività di *appraisal*. Il picco produttivo del progetto di 21 mila barili/giorno (12 mila in quota Eni) è atteso nel 2010; (iii) El Merk Synergy, con avvio atteso nel 2010. Il progetto prevede, lo sviluppo in sinergia delle riserve dei Blocchi 208, 212, 405a e 404, la realizzazione di una *Central Production Facility* per la produzione di petrolio stabilizzato, condensati e NGL e l'avvio della produzione a 144 mila boe/giorno (19 mila in quota Eni) nel 2010. Nell'anno è proseguita l'attività di ingegneria di base che è attualmente completata all'85%.

Lo Stato algerino ha in corso una riforma della fiscalità delle imprese petrolifere che, per la parte già in vigore, non modifica direttamente il regime fiscale dei contratti esistenti (*Production Sharing Agreement – PSA*) ma inasprisce la fiscalità di cui Sonatrach si fa carico per conto delle società straniere. La compagnia di Stato Sonatrach ha chiesto a Eni e/o agli operatori delle *joint venture* di cui Eni fa parte la rinegoziazione dei termini dei *PSA* tra essi esistenti, motivandola con la necessità di ricondurre tali contratti all'equilibrio economico originario. L'esito di tali negoziazioni non è al momento prevedibile. Il Parlamento algerino con il decreto n. 06/440 del 2 dicembre 2006 ha fissato la procedura, le condizioni di applicazione e la metodologia di calcolo dell'imposta aggiuntiva a carico delle compagnie petrolifere straniere (Tassa sui profitti eccezionali - Tpe), precedentemente approvata dal Governo. La Tpe, retroattiva al 1° agosto 2006, è applicabile nel caso in cui le quotazioni del petrolio superino i 30 dollari/barile e prevede aliquote crescenti (dal 5% al 50%) in funzione del livello produttivo di spettanza della compagnia straniera e in funzione del tipo di contratto in essere con Sonatrach. L'applicazione della nuova tassa ha determinato maggiori oneri tributari per Eni di 328 milioni di euro.

Egitto Attività esplorativa: a) nel permesso *offshore* Abu Rudeis (Eni 100%) il pozzo di scoperta Abu Rudeis Marine-4 ha rinvenuto la presenza di liquidi a oltre 3.000 metri di profondità; il pozzo è stato allacciato alle *facility* di produzione esistenti; b) nel permesso *onshore* West Razzak (Eni 80%) il pozzo di scoperta Aghar SW-1X ha evidenziato la presenza di liquidi di buona qualità su più livelli a profondità compresa tra 1.800 e 2.300 metri; c) nella concessione *offshore* West Baltim (Eni 100%) i pozzi di scoperta Meret 1 e 2 hanno rinvenuto la presenza di livelli mineralizzati a gas e condensati a profondità, rispettivamente, di 1.500 e di oltre 3.000 metri; d) nel permesso *offshore* Thekah (Eni 50%) il pozzo di scoperta Thekah North 1 ha individuato la presenza di due livelli mineralizzati a gas tra 1.350 e 1.650 metri di profondità; il pozzo è in attesa di essere allacciato alle *facility* di produzione esistenti; e) nella concessione *onshore* Meleiha (Eni 56%) il pozzo di scoperta Lotus North 1-X ha individuato un livello mineralizzato a petrolio alla profondità di circa 2.000

metri. Il pozzo è stato messo in produzione. Nella stessa area è stata effettuata alla profondità di 1.900 metri la scoperta di idrocarburi di Nada Ne 1-X. Il pozzo è stato messo in produzione.
Prosegue l'intensa campagna di sviluppo delle riserve localizzate nell'*offshore* del delta del Nilo: (i) nella concessione North Port Said (Eni 100%) in ottobre è stato avviato il giacimento a gas Anshuga, collegato tramite *sealine* alle *facility* produttive di Nouras, che a regime è previsto produrre circa 0,5 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni. Questa e le altre iniziative di sviluppo in corso hanno l'obiettivo di mantenere la produzione di gas sul livello attuale di circa 13 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni; (ii) nella concessione Ras el Barr (Eni 50%) sono state avviate le attività di ingegneria delle *facility* per lo sfruttamento delle riserve a gas del giacimento *offshore* di Taurt. Il progetto di sviluppo prevede la perforazione di sette pozzi produttori che saranno collegati all'impianto di trattamento *onshore* esistente. Lo *start-up* produttivo è previsto nel 2008. Si è conclusa la prima fase di sviluppo del giacimento Ha'py. Questa iniziative hanno l'obiettivo di mantenere la produzione di gas sul livello attuale di circa 5 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni; (iii) nella concessione el Temsah (Eni 50%, operatore) in giugno è stata avviata la produzione di gas e condensati della piattaforma Temsah NW 2. Le attività di sviluppo in corso hanno l'obiettivo del raggiungimento del picco produttivo di 111 mila boe/giorno (33 mila in quota Eni) nel 2008. Tra i principali progetti, lo sviluppo con *start-up* atteso nel 2008, delle riserve dei giacimenti Denise e satelliti tramite l'utilizzo delle nuove *facility* di Denise A installate sulla piattaforma TNW-2.

Nel giugno 2006 è stato firmato l'accordo quadro per il raddoppio della capacità dell'impianto GNL di Damietta attraverso la realizzazione di un secondo treno di trattamento della capacità di 5 milioni di tonnellate annue di GNL (corrispondenti alla carica di 7,6 miliardi di metri cubi di gas/anno) per 20 anni con avvio nel 2010. Eni assicurerà 2,5 miliardi di metri cubi/anno di gas al secondo treno, da nuove scoperte ubicate nell'*offshore* del delta del Nilo, alcune delle quali in acque profonde. Eni fornisce al primo treno circa 1,5 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale per venti anni.

Libia Attività esplorativa: a) nel Blocco *offshore* NC 41 il pozzo di scoperta T1 ha rinvenuto una mineralizzazione di petrolio alla profondità di 2.800 metri; b) nella concessione *onshore* 82-100 (Eni 50%) il pozzo di scoperta KK4-82/ST3 ha evidenziato la presenza di petrolio alla profondità di circa 5.000 metri.

Nell'ambito del progetto Western Libyan Gas (Eni 50%), a meno di un anno dallo *start-up* del giacimento *offshore* Bahr Essalam situato nel permesso NC-41, è stata completata l'attività di perforazione dei 26 pozzi produttori previsti nella fase 1 del progetto, collegati alla piattaforma Sabratha. La produzione di liquidi e gas di Bahr Essalam e del giacimento *onshore* Wafa è trasferita, mediante due condotte sottomarine, all'impianto di trattamento *onshore* di Mellitah, articolato su tre treni entrati in pieno esercizio nel 2006. I volumi di gas esportati in Italia attraverso il gasdotto sottomarino *Greenstream* sono stati di 6,8 miliardi di metri cubi nel 2006 e raggiungeranno a regime, nel 2007, 8 miliardi di metri cubi/anno pari a circa 22 milioni di metri cubi/giorno, già collocati presso operatori del settore con contratti di fornitura di lungo termine. Ulteriori 2 miliardi di metri cubi/anno della produzione di regime saranno destinati al mercato libico. Con il completamento delle *facility* di stoccaggio e di caricamento olio del terminale di Mellitah, il campo El Feel (Eni 33%) ha raggiunto la produzione complessiva di regime di 150 mila barili/giorno.
Nel primo trimestre 2006 è stato completato il progetto Bouri East Area Development, con la messa in produzione di ulteriori quattro pozzi sottomarini.

Mali Nel novembre 2006 sono stati acquistati dalla società Baraka Mali Operations Limited e dalla Baraka Mali Ventures Limited 5 Blocchi esplorativi *onshore* (Eni 50%, operatore) della superficie complessiva di 193.000 chilometri quadrati, situati nel Bacino di Taudeni al confine Nord-Occidentale con l'Algeria. Si tratta di un bacino inesplorato che secondo gli studi effettuati presenta elevata potenzialità mineraria. La durata contrattuale della fase esplorativa è fissata in quattro anni. Nel marzo 2007, l'operazione è stata approvata dalle competenti autorità locali.

Tunisia Attività esplorativa: a) nella concessione Larish (Eni 50%) il pozzo Larish SE-1 ha rinvenuto strati mineralizzati a petrolio alla profondità di circa 3.000 metri. Il pozzo è stato allacciato alle *facility* esistenti nell'area; b) nella concessione Adam (Eni 25%, operatore) il pozzo Karma-1 ha rinvenuto una mineralizzazione di petrolio alla profondità di 3.617 metri, confermando il potenziale minerario della concessione; c) nella concessione Bordj el Kadra (Eni 50%, operatore) il pozzo di scoperta Nakhil-1 ha rinvenuto la presenza di petrolio di buona qualità alla profondità di circa 4.000 metri.

AFRICA OCCIDENTALE

Angola Attività esplorativa: a) nelle concessioni di sviluppo derivanti dall'ex Blocco 15 (Eni 20%) il pozzo di *appraisal* Tchihumba 2 ha rinvenuto la presenza di petrolio alla profondità di circa 3 mila metri; b) nel Blocco 14K/A IMI *unit* (Eni 11,5%) è stata effettuata la scoperta di Lianzi, la cui validità è stata supportata dalla successiva attività di *appraisal* condotta nell'area che ha confermato la presenza di strati mineralizzati a oltre 3 mila metri di profondità; c) nel Blocco 14 (Eni 20%) il pozzo di scoperta Lucapa 1 ha rinvenuto una mineralizzazione di petrolio e gas alla profondità d'acqua di circa 1.200 metri.

Nel maggio 2006, in esito a una gara internazionale, Eni si è aggiudicata con il ruolo di operatore (Eni 35%) la licenza esplorativa del Blocco *offshore* 15/06. Si tratta di un'area a elevata potenzialità mineraria della superficie lorda di circa 3.000 chilometri quadrati a una profondità d'acqua compresa fra 200 e 1.500 metri. Il programma esplorativo prevede 1.500 chilometri quadrati di rilievi sismici 3D, la perforazione di otto pozzi nell'arco di cinque anni e l'opzione per l'estensione della durata della licenza esplorativa di tre anni con la perforazione di ulteriori tre pozzi. Nel novembre 2006 Eni ha firmato con la compagnia di Stato angolana Sonangol il relativo *Production Sharing Contract (PSC)*.

Nel 2006, nel Blocco 14 (Eni 20%), è stato completato il progetto di sviluppo congiunto dei quattro giacimenti di petrolio Benguela-Belize/Lobito-Tomboco, con avvio a gennaio per la fase 1 e a giugno per la fase 2. Lo sfruttamento dei quattro giacimenti avviene attraverso una *Compliant Piled Tower* dotata di *facility* di trattamento per Benguela/Belize e un sistema sottomarino di collegamento per Lobito/Tomboco. Il picco produttivo di 158 mila barili/giorno (20 mila in quota Eni) è atteso nel 2009 con la finalizzazione del programma di perforazione dei pozzi produttori.

Nell'ambito del piano di sviluppo del giacimento di petrolio Banzala nel Blocco 0 in Cabinda (Eni 9,8%) è stata realizzata la prima delle due piattaforme di produzione previste ed è in corso il programma di perforazione dei pozzi di sviluppo. L'avvio della produzione è previsto il primo trimestre del 2007, con un picco produttivo di 27 mila barili/giorno (3 mila in quota Eni) nel 2009.

Prosegue l'intensa campagna di sviluppo delle riserve localizzate nel Blocco 15 (Eni 20%): (i) nel marzo 2006 sono state avviate le attività di sviluppo dei giacimenti di petrolio Mondo e Saxi/Batuque nell'ambito della fase C di messa in produzione delle riserve dell'area Kizomba nell'*offshore* profondo. La strategia di sviluppo è comune ai due progetti con l'impiego di unità di *FPSO*. L'avvio della produzione è previsto, rispettivamente, nel primo e



nel secondo trimestre 2008; il picco produttivo di 100 mila barili/giorno per entrambi i progetti (18 mila in quota Eni) è atteso nel 2009; (ii) nel dicembre 2006 è stato avviato il programma di perforazione dei pozzi produttori per lo sfruttamento del giacimento di petrolio Marimba che sarà allacciato alle *facility* di produzione di Kizomba A. Il picco produttivo di 39 mila boe/giorno (7 mila in quota Eni) è atteso nel 2008.

Nell'ambito dello sviluppo congiunto dei giacimenti *offshore* di petrolio di Landana e di Tombua nel Blocco 14 (Eni 20%), è stato avviato il programma di perforazione. Alcuni pozzi produttori, il primo dei quali è stato avviato nel giugno 2006, saranno allacciati alle *facility* di Benguela/Belize-Lobito/Tomboco. Il picco produttivo di 130 mila barili/giorno (22 mila in quota Eni) è atteso nel 2010.

Congo Attività esplorativa: nel permesso Mer Très Profond Sud (Eni 30%) il pozzo di scoperta Aurige Nord Marine – 1 ha rinvenuto la presenza di idrocarburi, erogando in fase di *test* circa 5 mila barili/giorno di petrolio. Nel febbraio 2007 Eni ha definito con la società francese Maurel & Prom l'accordo per l'acquisito di asset esplorativi e produttivi situati nell'*onshore* del Congo. Il corrispettivo dell'operazione è di 1.434 milioni di dollari. Gli *asset* tutti operati comprendono i giacimenti in produzione M'Boundi (48,6%) e Kouakouala A (66,7%), il permesso produttivo Kouakouala B (50%) e il permesso esplorativo Le Kouilou (50%) soggetti al diritto di prelazione del *partner* Burren Energy. Un successivo accordo ha definito la rinuncia da parte di Burren Energy all'esercizio del diritto e la contestuale cessione da parte di Eni alle società inglese di una partecipazione del 5,5% nella concessione M'Boundi e del 2% nel permesso esplorativo Le Kouilou alle stesse condizioni economiche dell'acquisizione da Maurel & Prom per un corrispettivo di circa



Nigeria: Impianto di perforazione.

154 milioni di dollari. Eni mantiene l'*operatorship* e la partecipazione, rispettivamente del 43,1% e del 48%, nella concessione M'Boundi e nel permesso esplorativo Le Kouilou. L'operazione è soggetta all'approvazione da parte delle competenti Autorità congolesi.

Nel maggio 2006 Eni ha firmato un *Protocole d'Accord* con l'obiettivo di valorizzare il potenziale minerario a gas del permesso Marine XII per l'alimentazione di una centrale elettrica.
Nel febbraio 2007 è stato firmato con la società indiana ONGC Videsh un accordo per lo scambio di quote di partecipazione in due blocchi esplorativi in India e in Congo. Per effetto dell'operazione Eni acquisisce il 34% del Blocco MN-Dwn-2002/1 ad elevato potenziale minerario, situato nell'*offshore* indiano a una profondità d'acqua di 2.000 metri e di una superficie complessiva di 10.000 chilometri quadrati. Il *partner* otterrà in cambio il 20% del blocco esplorativo Mer Très Profonde Nord (Eni 60%, operatore), nell'*offshore* del Congo.
Nel giugno 2006 è stato avviato il giacimento *offshore* Litanzi (Eni 35%). Il picco produttivo di 4,1 mila boe/giorno (1,4 mila in quota Eni) è stato raggiunto nel 2006.
Proseguono le attività di sviluppo dei giacimenti Awa Palouku e Ikalou-Ikalou Sud con avvio nel 2008. Il picco produttivo di 13 mila boe/giorno in quota Eni è previsto nel 2009.

Nigeria Attività esplorativa: a) nel Blocco *offshore* OML 118 (Eni 12,5%) il pozzo di *appraisal* Bonga North 2 ha rinvenuto la presenza di petrolio alla profondità di 3.560 metri; b) nel Blocco *offshore* OML 120 (Eni 40%) il pozzo *appraisal* Oyo 2 Dir ha rinvenuto la presenza di petrolio alla profondità di 1.700 metri; c) nel Blocco OPL219 (Eni 12,5%) il pozzo di *appraisal* Bolia 4 ha rinvenuto la presenza di petrolio alla profondità di 3.600 metri; d) nel Blocco OML 28 (Eni 5%) il pozzo di *appraisal* Kolo Creek 39 ha evidenziato la presenza di idrocarburi nel *reservoir* della struttura omonima.

Lo sviluppo dei giacimenti di petrolio e gas Forcados/Yokri (Eni 5%) situati nell'*onshore* e nell'*offshore* del delta del Niger, con completamento previsto nel 2007, fa parte del progetto integrato per assicurare le forniture all'impianto di liquefazione di Bonny. Sono state installate le *facility offshore* di produzione; l'attività *onshore* riguarda l'*upgrading* delle *flowstation* di Yokri e North/South Bank e la realizzazione di un impianto di compressione gas.

Eni partecipa con il 10,4% nell'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del delta del Niger. Nel 2006 è stato avviato il quinto treno di trattamento che ha incrementato la capacità produttiva dell'impianto fino a 17 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 23 miliardi di metri cubi/anno di carica di gas naturale. È in corso la realizzazione della sesta unità di trattamento della capacità di 4,1 milioni di tonnellate/anno di GNL con entrata in esercizio nel 2008 e l'ingegneria della settima linea. A regime la capacità produttiva dell'impianto sarà di circa 30 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti alla carica di circa 41 miliardi di metri cubi/anno di gas. Le principali iniziative di sviluppo per assicurare le forniture di gas all'impianto di Bonny riguardano i Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%). A regime le forniture globali Eni dei sei treni dell'impianto saranno di 7,6 milioni di metri cubi/giorno (47 mila boe/giorno), di cui 4,8 milioni di metri cubi/giorno (30 mila boe giorno) dalla quota Eni in NAOC JV e 2,8 milioni di metri cubi/giorno (17 mila boe/giorno) dalla quota Eni in SPDC JV.



Mare del Nord: Saipem 7000.

Proseguono le attività di ingegneria e negoziazione relative allo sviluppo di un nuovo terminale di liquefazione a Brass con una capacità di trattamento su due treni di circa 10 milioni di tonnellate/anno di GNL. Nel settembre 2006 Eni ha firmato lo *Shareholder Agreement* con i *partner* del progetto. La *sanctioning* del progetto è prevista entro il 2007, con *start-up* produttivo dal 2011. Associati alla realizzazione del terminale di Brass verranno attivati i progetti *upstream*, con l'obiettivo di fornire il gas all'impianto per il 50% dei volumi di *feedstock*.
Nel marzo 2007 Eni, attraverso NAOC, ha acquisito l'*operatorship* con una quota del 48% delle attività relative al permesso OPL 135. Il programma esplorativo della durata di 25 anni, consentirà la ricerca e lo sviluppo di nuove riserve di olio e gas in prossimità del *network* esistente e del vicino impianto elettrico di Kwale/Okpai di cui Eni è operatore.

MARE DEL NORD

Norvegia Attività esplorativa: a) nella Prospecting License 229 (Eni 65% operatore) i pozzi 7122/7-3, 4 e 5 *appraisal* della scoperta Goliat, hanno confermato la presenza di idrocarburi a profondità compresa tra 1.017 e 1.853 metri; b) nella Prospecting License 128 (Eni 11,5%) il pozzo di scoperta 6608/10-11S ha rinvenuto la presenza di uno strato mineralizzato a gas alla profondità di 3.000 metri; c) nella Prospecting License 134 (Eni 30%) ha dato risultati positivi la perforazione del pozzo 6506/11-8 di *appraisal* della precedente scoperta Morvin con il rinvenimento di petrolio alla profondità compresa tra 4.600 e 4.900 metri.
Nel febbraio 2006, in esito a una gara internazionale, Eni si è aggiudicata con il ruolo di operatore il Blocco *off-shore* 6607/11-122D (Eni 20%) nel bacino della Halten Terrace, adiacente alla scoperta di Marulk (Eni 20%, operatore), della superficie lorda di 7 chilometri quadrati.
Nel marzo 2006, in esito a una gara internazionale, Eni si è aggiudicata i Blocchi 7124/6, 7125/4 e 5 nella Prospecting License 393 (Eni 30%) della superficie lorda di 525 chilometri quadrati, nel Mare di Barents. Il programma esplorativo prevede la perforazione di un pozzo nell'arco dei primi tre anni di durata della licenza.
Nel settembre 2006 Eni ha acquistato quote di partecipazione in due licenze esplorative *offshore*: (i) nella Prospecting License 221 (Eni 30%), dove è situata l'importante scoperta a gas Victoria, che rappresenta una sfida tecnologica per l'alta pressione e le elevate temperature del giacimento; (ii) nella Prospecting License 264 (Eni 40%), dove è situata la scoperta a gas Hvitveis.
Nel gennaio 2007, in esito a una gara internazionale, Eni si è aggiudicata una licenza esplorativa del Blocco *offshore* 6506/9-6507/7 (Eni 30%).

I principali progetti di sviluppo in corso riguardano le strutture minerarie localizzate nelle vicinanze dell'importante giacimento Kristin (Eni 8,25%). In particolare lo sfruttamento di Tyrihans (Eni 6,23%) è reso economico dalle sinergie ottenibili dalle *facility* di produzione di Kristin; il piano di sviluppo è stato approvato in luglio e sono in fase di assegnazione i contratti per la realizzazione delle infrastrutture di collegamento e di produzione. L'entrata in produzione è prevista nel 2009, in concomitanza con il declino produttivo di Kristin che renderà disponibile la capacità di trattamento per il petrolio e il gas di Tyrihans.

Regno Unito Attività esplorativa: a) nel Permesso P/011 Blocco 30/06a (Eni 33%), nel Mare del Nord Centrale, il pozzo di *appraisal* 30/06a-6z perforato alla profondità compresa tra 4.500 e 5.100 metri ha rinvenuto la presenza di idrocarburi; b) nel Permesso P/672 Blocco



Stati Uniti (Golfo del Messico): Piattaforma di produzione di Allegheny.

30/02c (Eni 7%), nel Mare del Nord Centrale, il pozzo esplorativo 30/02c-09 ha rinvenuto la presenza di livelli mineralizzati a petrolio alla profondità di 5.000 metri. Il pozzo è stato allacciato alle *facility* di produzione del vicino campo di Jade (Eni 7%).
Nel marzo 2006 è stata avviata la produzione del giacimento *offshore* a gas e condensati Glenelg (Eni 8%) situato a 240 chilometri a nord-est di Aberdeen. Lo sfruttamento del giacimento avviene utilizzando le *facility* della vicina piattaforma di produzione Elgin Franklin (Eni 21,87%). La produzione nell'anno è stata di 12 mila boe/giorno (1.000 in quota Eni).
È in fase di completamento lo sviluppo del giacimento Blane nel Blocco 30/3a (Eni 18%). Sono in corso le attività di collegamento dei due pozzi produttori alle *facility* di trattamento esistenti. Lo *start-up* è previsto nel primo semestre del 2007 con una produzione iniziale di 12 mila boe/giorno (2.200 in quota Eni).

RESTO DEL MONDO

Australia Attività esplorativa: nel Blocco *offshore* WA-25-L (Eni 65% operatore) il pozzo di *appraisal* Woolybutt-5 ha rinvenuto una mineralizzazione di petrolio alla profondità di 2.865 metri.
Nel giugno 2006, Eni ha avviato lo sviluppo del giacimento a gas e liquidi Blacktip (Eni 100%) situato nel Blocco WA-279-P nel Bonaparte Basin lungo la costa settentrionale dell'Australia, a una profondità d'acqua di 50 metri. Il progetto con avvio atteso nel gennaio 2009, prevede l'installazione di una piattaforma di produzione a circa 100 chilometri dalla costa e la realizzazione di un impianto *onshore* per il trattamento del gas della capacità di 1,3 miliardi di metri cubi/anno. In forza del contratto della durata di venticinque anni firmato con la Darwin Power & Water Utility Co., saranno forniti complessivamente venti miliardi di metri cubi di gas con l'opzione di futuri incrementi dei volumi forniti.
Nel febbraio 2006 è avvenuta la spedizione del primo carico di GNL dall'impianto di liquefazione di Darwin destinato al mercato giapponese a due compagnie operanti nel campo della generazione elettrica e nella distribuzione del gas. L'impianto della capacità di 3,5 milioni di tonnellate/anno di GNL (equivalenti alla carica di 4,9 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale) è collegato attraverso un gasdotto della lunghezza di circa 500 chilometri al giacimento a gas e liquidi di Bayu Undan, situato a una profondità d'acqua di 80 metri nei permessi JPDA 03-12 e JPDA 03-13 nelle acque di cooperazione internazionale tra Australia e Timor Est (Eni 12,04%).

Brasile Nel gennaio 2006, in esito a una gara internazionale svolta nell'ottobre 2005, Eni si è aggiudicata con il ruolo di operatore la licenza esplorativa della durata di sei anni del Blocco BM-Cal-14 della superficie lorda di circa 700 chilometri quadrati nell'*offshore* profondo del bacino di Camamu-Almada.
Nel novembre 2006, in esito a una gara internazionale, Eni è risultata la compagnia con la miglior offerta per la licenza esplorativa del Blocco S-M-857 (Eni 100%) della superficie lorda di circa 700 chilometri quadrati nell'*offshore* profondo del bacino di Santos. L'assegnazione dei blocchi oggetto della gara non è stata ancora completata.

Croazia Attività esplorativa: nel permesso Ivana nell'*offshore* adriatico (Eni 50%), i pozzi di scoperta Ana 1 e Vesna 1 hanno individuato la presenza di strati mineralizzati a gas a profondità comprese tra 650 e 1.200 metri.
Nell'ambito del piano di sfruttamento delle riserve di gas della concessione Ivana (Eni 50%), è stata avviata la produzione delle piattaforme Ivana C/K, nonché dei giacimenti Ika e Ida. La produzione di questi giacimenti è convogliata alla piattaforma Ivana K e da qui, attraverso una condotta lunga 67 chilometri, alla piattaforma Garibaldi K per la successiva commercializzazione sul mercato italiano. Attualmente la produzione di gas dei quattro giacimenti è di 4,3 milioni di metri cubi/giorno (1,4 milioni in quota Eni). A fine 2006 è stato avviato il giacimento Katarina (Eni 50%), la cui produzione avviene attraverso l'utilizzo di due piattaforme collegate alle infrastrutture di trasporto presenti nell'area.

Kazakhstan Nell'ambito del North Caspian Sea *PSA*, di cui Eni è operatore unico con il 18,52%, proseguono le attività di sviluppo del giacimento Kashagan, considerato la più importante scoperta petrolifera al mondo degli ultimi trent'anni. Il piano di sviluppo approvato nel febbraio 2004 prevede la messa in produzione in tre fasi successive, di riserve pari a 7-9 miliardi di barili, incrementabili fino a 13 miliardi mediante la re-iniezione parziale del gas.

La realizzazione della prima fase prosegue con l'impiego delle più avanzate tecnologie per far fronte alle elevate pressioni in giacimento, alla presenza di acido solfidrico in concentrazioni elevate e alle complesse condizioni ambientali. A fine dicembre 2006 lo stato di avanzamento del progetto era pari al 59% dello scopo iniziale ed erano stati assegnati contratti del valore complessivo di 10,6 miliardi di dollari. Sono proseguite le attività di perforazione e completamento dei pozzi di sviluppo dalle due isole realizzate, su cui sono stati installati tre impianti di perforazione, di cui due di ultima generazione. Tre pozzi completati sono stati provati ed hanno fornito indicazioni di produttività elevate.
Lo *start-up* della produzione originariamente programmato nel 2008 è previsto slittare al terzo trimestre 2010, anche in conseguenza di studi eseguiti dall'Operatore nel corso del 2006 per individuare migliorie alla sicurezza e operabilità degli impianti. Gli studi, completati a fine 2006, hanno confermato il concetto di sviluppo ed individuato delle migliorie per la parte *offshore* che saranno inserite nel piano di progetto e realizzate. La stima dei costi di sviluppo per il conseguimento del *target* produttivo della fase uno di 300 mila barili/giorno è di 19 miliardi di dollari con un aumento significativo rispetto al *budget* approvato di 10,3 miliardi di dollari (in termini reali 2007). L'aumento dei costi è dovuto: (i) agli effetti negativi dell'evoluzione dei tassi di cambio e del generale aumento dei costi per materie prime e servizi che ha interessato l'industria petrolifera; (ii) alla sottostima iniziale dei costi di sviluppo per la parte *offshore* di un progetto, quale Kashagan, senza uguali al mondo per le difficoltà tecniche, logistiche ed i vincoli ambientali; (iii) alle migliorie della configurazione degli impianti *offshore*. La produttività superiore alle stime iniziali dei primi tre pozzi di sviluppo fa ritenere che il *plateau* produttivo di Kashagan possa raggiungere 1,5 milioni di barili/giorno, con un incremento del 25% rispetto al *target* iniziale.
Nell'ambito del programma di valutazione delle numerose scoperte effettuate nell'Area Contrattuale del North Caspian Sea *PSA*, si è conclusa con successo la perforazione del primo pozzo di *appraisal* della struttura di Kairan (Kairan 2). Nella struttura di Kalamkas si è conclusa con successo la perforazione del secondo pozzo di *appraisal* (Kalamkas 3) i cui risultati, oltre a mettere in evidenza la buona produttività del *reservoir*, indicano una dimensione della scoperta decisamente superiore alle previsioni.
Nel giacimento Karachaganak (Eni cooperatore con il 32,5%), le buone *performance* dei pozzi e degli impianti di trattamento e di iniezione gas hanno consentito di: (i) inviare sul terminale di Novorossiysk sul Mare Nero, tramite l'oleodotto del Caspian Pipeline Consortium (CPC), una media di 43.900 barili/giorno, in quota Eni; (ii) vendere in Russia circa 2,2 miliardi di metri cubi di gas, in quota Eni. Nel Luglio 2006 sono stati consegnati i primi carichi di greggio a Odessa e Primorsk attraverso la *pipeline* Atyrau-Samara, avviando di fatto la commercializzazione verso i mercati occidentali anche attraverso la rotta baltica.

Sono, inoltre, proseguite le attività necessarie a mantenere il *plateau* di produzione ai livelli attuali, in particolare la perforazione di nuovi pozzi, ed è stata sanzionata l'espansione della capacità di trattamento dei condensati (4° treno) che consentirà di aumentare i volumi destinati all'esportazione diminuendo quelli commercializzati sui mercati locali russi con conseguente aumento dei prezzi di realizzo.

Mozambico Nel marzo 2006, in esito a una gara internazionale, Eni si è aggiudicata la licenza esplorativa dell'Area 4, situata nell'*offshore* profondo del Rovuma Basin. Il Blocco copre una superficie lorda di 17.646 chilometri quadrati all'interno di un bacino geologico finora inesplorato che secondo gli studi effettuati presenta elevata potenzialità mineraria. Nel dicembre 2006 è stato firmato il contratto che regola le attività del blocco.

Pakistan Nel febbario 2006, in esito a una gara internazionale, Eni si è aggiudicata con il ruolo di operatore quattro licenze esplorative relative ai Blocchi Rajar/Mithi – zona I e Thar/Umarkot – zona III. I quattro blocchi situati nell'Est Sindh al confine con l'India si estendono su di una superficie lorda di 9.950 chilometri quadrati.
Nel marzo 2006 nei permessi di sviluppo operati di Bhit e Badhra è stato approvato il progetto per la realizzazione di un terzo treno dell'impianto di trattamento di Bhit per permettere la produzione di gas dell'adiacente campo di Badhra. Sul campo non operato di Zamzama prosegue la costruzione del nuovo impianto di trattamento.

Stati Uniti – Golfo del Messico Attività esplorativa: a) nel Blocco Mississipi Canyon 546 (Eni 50%) il pozzo di *appraisal* Longhorn ha rinvenuto la presenza di gas alla profondità di circa 3.900 metri; b) nel Blocco Mississipi Canyon 502 (Eni 100%), il pozzo di scoperta Longhorn North ha rinvenuto a una profondità di 3.400 metri la presenza di uno strato di sabbie mineralizzate a gas. E' stato avviato lo studio di fattibilità per la messa in produzione del giacimento.
Nell'ambito dello sviluppo delle riserve del Golfo del Messico sono stati avviati i due giacimenti Allengheny South (Eni 100%) e North Black Widow (Eni 25,19%).

Stati Uniti - Alaska Nel novembre 2006 Eni ha avviato il programma esplorativo nell'area *onshore* Rock Flour (Eni 100%) che prevede la perforazione di 3 pozzi. Nel marzo



Stati Uniti (Golfo del Messico): Piattaforma di prozione Allegheny.

2006, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata 11 nuovi blocchi esplorativi *onshore* (Eni 100%) in aree prossime a Rock Flour.
E' stato perfezionato con un *partner* lo scambio di quote di partecipazione in 64 blocchi *offshore* (Eni 60%) nell'area Beaufort Sea, a nord delle coste settentrionali dell'Alaska. Per effetto dell'operazione, Eni ha portato a 140 il numero dei blocchi esplorativi nei quali è attiva nell'area (di cui la metà con il ruolo di operatore). Il programma esplorativo dei blocchi oggetto di *swap* prevede l'acquisizione di sismica e la perforazione di un primo pozzo entro il 2010. Nel gennaio 2006 è stato avviato lo sviluppo del giacimento *offshore* Oooguruk (Eni 30%) nel Beaufort Sea. Lo *start-up* della produzione è previsto a fine 2007 con il raggiungimento del picco produttivo di 17 mila boe/giorno (oltre 5 mila in quota Eni) atteso nel 2010. E' in corso la fase di perforazione del campo di Nikaitchuq, sempre nel Beaufort Sea (Eni 30%).

Timor Est Nel maggio 2006, in esito a una gara internazionale, Eni si è aggiudicata con il ruolo di operatore (Eni 100%) cinque licenze esplorative relative alle *contract area* A, B, C, E ed H, della superficie lorda di 12.183 chilometri quadrati, situate nell'*offshore* profondo compreso tra l'isola di Timor e la zona di cooperazione internazionale tra Timor East e Australia. Sono stati firmati i relativi contratti di *Production Sharing*.

Turchia Nel giugno 2006 è stata assegnata la licenza di realizzazione dell'oleodotto Samsun-Ceyhan, alla società turca Çalik Enerji, *partner* al 50% di Eni. Il *by-pass* degli stretti turchi (Bosforo e Dardanelli) consentirà di trasportare il petrolio dall'area del Caspio all'*hub* commerciale di Ceyhan sul Mediterraneo. La nuova infrastruttura, le cui attività sono state avviate nel secondo semestre del 2006, avrà una lunghezza di 550 chilometri e una capacità massima di trasporto di 1,5 milioni di barili giorno, equivalenti a circa 75 milioni di tonnellate all'anno. Il trasporto con oleodotto rappresenta un'alternativa più efficiente ed eco-compatibile rispetto al trasporto via mare attraverso gli stretti del Bosforo e dei Dardanelli.

Venezuela Nel gennaio 2006, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata la licenza esplorativa della durata di trenta anni del Blocco Cardon IV (Eni 50%), in *joint venture* con un'altra compagnia petrolifera internazionale. Il Blocco è parte del progetto Rafael Urdaneta per lo sviluppo delle riserve di gas naturale in un'area della superficie di circa 30 mila chilometri quadrati nel golfo del Venezuela.
Nel maggio 2006 è stata avviato il programma di perforazione dei pozzi produttori nell'ambito della prima fase di sviluppo del giacimento di petrolio Corocoro nel Golfo di Paria West Block (Eni 26%). Il piano di sviluppo è articolato in due fasi, di cui la seconda dipenderà dai risultati della prima in termini di produttività dei pozzi e di comportamento del giacimento alla iniezione di acqua e gas. L'avvio della produzione è atteso entro la fine del 2007.
Con effetto dal 1° aprile 2006 la compagnia petrolifera di Stato venezuelano Petróleos de Venezuela SA (PDVSA) ha comunicato a Eni Dación BV, società con sede nei Paesi Bassi, la unilaterale risoluzione del contratto di servizio relativo alle attività minerarie dell'area di Dación. Conseguentemente da tale data la conduzione delle attività è stata assunta da PDVSA. Nel novembre 2006 Eni, ferma restando la propria disponibilità a una soluzione negoziale, ha avviato un procedimento arbitrale per tute-

lare i propri diritti presso *l'International Centre for Settlement of Investment Disputes* (*ICSID*), organismo della Banca Mondiale preposto alla risoluzione delle controversie in caso di violazione dei trattati bilaterali per la protezione degli investimenti, quale quello in vigore tra il Venezuela e i Paesi Bassi. In particolare sulla base dei pareri dei propri consulenti legali, Eni ritiene di aver diritto a un indennizzo corrispondente al valore di mercato del contratto di servizio terminato da PDVSA da determinarsi secondo la consolidata prassi internazionale sulla base dei profitti attesi per un importo corrispondente al valore attuale netto dei flussi di cassa futuri che sarebbero stati prodotti dalle attività di Dación. Eni ha stimato tale valore attuale conformemente al metodo adottato dall'industria petrolifera con riferimento alla propria quota della produzione futura del giacimento ed ai relativi costi attesi di investimento e di esercizio attualizzando i flussi di cassa con un tasso di sconto che remunera il costo del capitale e il premio per il rischio specifico delle attività in oggetto. Da tale valutazione pienamente confermata da esperti indipendenti risulta che il valore di mercato delle immobilizzazioni dedicate al contratto di Dación non è inferiore al loro valore di libro: conseguentemente le stesse non sono state oggetto di svalutazione. In base alla convenzione *ICSID*, il lodo arbitrale di un tribunale *ICSID* che riconosca ad Eni il diritto ad un indennizzo sarebbe vincolante per le parti e direttamente eseguibile al pari di una sentenza definitiva di un tribunale appartenente alla giurisdizione di ciascuno dei 143 Stati che hanno ratificato la Convenzione.

Pertanto qualora lo Stato del Venezuela rifiutasse il volontario adempimento al lodo arbitrale e il pagamento dell'indennizzo, Eni potrebbe soddisfare il proprio credito su qualunque bene dello Stato del Venezuela pressoché ovunque localizzato, salvo quanto previsto dalle leggi nazionali sulle immunità riconosciute agli stati sovrani.
Nell'esercizio 2005 e nel primo trimestre 2006, la produzione giornaliera del campo di Dación è stata di circa 60 mila barili. Al 31 dicembre 2005, le riserve certe di Dación iscritte a libro erano 175 milioni di barili.

In data 26 febbraio 2007, il Presidente Venezuelano ha emanato un decreto che prevede, entro un periodo di sei mesi dalla pubblicazione del decreto stesso, la migrazione ad un regime di "*empresa mixta*", delle associazioni strategiche della regione petrolifera dell'Orinoco (Faja) e dei cosiddetti contratti di esplorazione a rischio condiviso. Secondo le nuove disposizioni una società di diritto venezuelano sarà titolare dei relativi diritti minerari, svolgerà direttamente le operazioni petrolifere e sarà partecipata da *CVP* (*Corporación Venezuelana de Petróleo*) o altra affiliata di PDVSA con una quota minima pari a 60%. Tale decreto potrebbe avere un impatto per l'attività di Eni in Venezuela in relazione alla partecipazione dell'affiliata Eni Venezuela B.V. nella *joint venture* nel blocco Gulf of Paria West nel delta dell'Orinoco. Tale impatto non è tuttavia al momento preventivabile non essendo ancora stati negoziati i termini e le condizioni della partecipazione delle imprese straniere nelle costituende imprese miste.

Investimenti tecnici (milioni di euro)	2004	2005	2006	Var. ass.	Var. %
Acquisto di riserve *proved* e *unproved*		301	152	(149)	(49,5)
Italia			139		
Africa Settentrionale			10		
Africa Occidentale		60			
Resto del mondo		241	3		
Esplorazione	499	656	1.348	692	105,5
Italia	51	38	128	90	..
Africa Settentrionale	90	153	270	117	76,5
Africa Occidentale	70	75	471	396	..
Mare del Nord	66	126	174	48	38,1
Resto del mondo	222	264	305	41	15,5
Sviluppo	4.310	3.952	3.629	(323)	(8,2)
Italia	378	411	403	(8)	(1,9)
Africa Settentrionale	1.358	1.007	701	(306)	(30,4)
Africa Occidentale	865	889	864	(25)	(2,8)
Mare del Nord	338	385	406	21	5,5
Resto del mondo	1.371	1.260	1.255	(5)	(0,4)

Italia Sono state effettuate scoperte a gas: a) in Emilia Romagna nella concessione *onshore* San Polito, pozzo Longanesi 1, a una profondità di 2.540 metri; b) nell'*offshore* siciliano (permesso GR.13.AG, pozzo Argo 1 - Eni 60%), a una profondità compresa tra 1.350 e 1.520 metri; c) nell'*offshore* adriatico (permesso AR.95.EA, pozzo Benedetta 1) ad una profondità di 2.090 metri, erogando in fase di *test* 145.000 metri cubi/giorno di gas; d) nell'*onshore* siciliano (permesso San Teodoro, pozzo Borgo Giuliano 1), a una profondità di circa 2 mila metri.

L'attività di sviluppo ha riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di *sidetrack* e di *infilling* (Barbara A/H, Daria, Basil e Anemone per il gas e Rospo per il petrolio); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione e l'adeguamento delle *facility* di produzione in Val d'Agri.

Il principale progetto di sviluppo in corso su temi a olio riguarda il giacimento Miglianico nell'*onshore* abruzzese, con *start-up* atteso nel secondo semestre del 2008. Lo schema di sviluppo prevede la realizzazione di una centrale di trattamento in loco per il petrolio, che sarà consegnato alle strutture logistiche del settore Refining & Marketing, e per la desolforazione del gas che sarà immesso tramite un raccordo nella rete nazionale di trasporto.

Per quanto riguarda i nuovi progetti di sviluppo su temi a gas, sono in fase di avanzata realizzazione: (i) il progetto Tea, Arnica e Lavanda nell'*offshore* Adriatico di fronte al delta del Po, con *start-up* atteso nella seconda metà del 2007. Nell'esercizio sono state installate la piattaforma di produzione e le infrastrutture di collegamento alle *facility* presenti nell'area; (ii) il progetto Candela, con *start-up* produttivo previsto nel 2007; (iii) i progetti sui temi a gas dell'*onshore* siciliano: Pizzo Tamburino, di cui si prevede l'avvio nel secondo semestre del 2007 con una produzione attesa di 1.000 boe/giorno, Samperi 1, avviato nella seconda metà del 2006 con picco produttivo di circa 500 boe/giorno, e recupero delle riserve addizionali della concessione Fiumetto con *start-up* atteso nella prima metà del 2007 con picco produttivo di 600 boe/giorno.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (5.203 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo, realizzati prevalentemente all'estero, in particolare in Kazakhstan, Angola ed Egitto. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione di pozzi di sviluppo e completamento in Val d'Agri, nonché interventi di *sidetrack* e di *infilling* nelle aree mature. Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato per il 90% le attività all'estero, in particolare Angola, Egitto, Norvegia, Nigeria e Golfo del Messico. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato le aree della Sicilia *offshore*, della Pianura Padana e dell'Adriatico. Nel 2006 gli investimenti tecnici aumentano di 238 milioni di euro rispetto al 2005 (+4,8%) per effetto essenzialmente della crescita della ricerca esplorativa essenzialmente in Egitto e Nigeria. Tale effetto è stato essenzialmente assorbito dal completamento di importanti progetti in Libia (Bahr Essalam) e Nigeria (treni 4 e 5 dell'impianto GNL di Bonny), nonché per l'acquisto dell'1,85% del giacimento Kashagan avvenuto nel primo semestre 2005 (169 milioni di euro).

Attività di stoccaggio

Lo stoccaggio di gas naturale è svolto dalla Stoccaggi Gas Italia SpA ("Stogit"), cui il 31 ottobre 2001 è stata conferita da Eni SpA e dalla Snam SpA la relativa attività, in ottemperanza all'obbligo, previsto dall'art. 21 del D.Lgs. 23 maggio 2000 n. 164, di separazione societaria dello stoccaggio dalle altre attività del settore del gas.

I servizi di stoccaggio sono prestati mediante otto campi di stoccaggio distribuiti sul territorio nazionale, sulla base di dieci concessioni di stoccaggio[3] rilasciate dal Ministero delle Attività Produttive.

Nel 2006 la quota di capacità utilizzata dai clienti terzi è stata pari al 46%. Dall'inizio dell'attività, la società ha

		2004	2005	2006
Capacità disponibili:				
modulazione e minerari	(miliardi di metri cubi)	7,5	7,5	**8,4**
- di cui quota utilizzata da Eni	(%)	47	44	**54**
strategico	(miliardi di metri cubi)	5,1	5,1	**5,1**
Clienti totali	(numero)	39	44	**38**
Clienti servizio modulazione e minerario	(numero)	29	35	**38**

(3) Di cui due attualmente non operative.

aumentato considerevolmente il numero dei clienti e la quota dei ricavi verso terzi; quest'ultima, da valori iniziali non significativi, è passata al 42%.

Regolamentazione

Codice di stoccaggio

Con delibera n. 220/06 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha approvato il codice di stoccaggio predisposto da Stoccaggi Gas Italia (Stogit) in base ai principi sanciti dalla delibera n. 119/05 ("Adozione di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio del gas naturale").

Il codice disciplina l'accesso e l'erogazione dei servizi di stoccaggio in situazioni di normale esercizio, definisce le procedure di conferimento, gli adempimenti in materia di programmazione operativa e i corrispettivi di bilanciamento a carico degli utenti. Il codice è entrato in vigore il 1° novembre 2006, con l'inizio del ciclo di erogazione dagli stoccaggi.

L'impresa di stoccaggio offre i seguenti servizi, alle condizioni economiche e secondo le priorità di accesso determinate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas ("Autorità"):

a. i servizi obbligatori ai sensi dell'articolo 12, comma 2 del D. Lgs. n. 164/2000, e specificatamente:
- il servizio di stoccaggio di modulazione;
- il servizio di stoccaggio minerario;
- il servizio di stoccaggio strategico;

b. il servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto del sistema, comprensivo della modulazione oraria.

Il servizio di modulazione è finalizzato a soddisfare le esigenze di modulazione dell'andamento giornaliero, stagionale e di punta dei consumi, con priorità per il soddisfacimento delle esigenze dei clienti finali con consumi annui non superiori a 200.000 metri cubi. A tal fine l'impresa di stoccaggio mette a disposizione, su base annuale, le capacità di spazio, di iniezione e di erogazione secondo quanto definito nel proprio codice di stoccaggio.

Il servizio di stoccaggio minerario è finalizzato a consentire ai titolari di concessioni di coltivazione lo svolgimento ottimale di tale attività secondo i criteri definiti dal Ministero dello sviluppo economico.

Il servizio di stoccaggio strategico è destinato ai soggetti che importano gas prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione europea per l'assolvimento degli obblighi di cui all'articolo 3 del D.Lgs. 164/2000. A tal fine, l'impresa di stoccaggio mette a disposizione le relative capacità di stoccaggio e gas determinate dal Ministero dello sviluppo economico.

Determinazione delle tariffe

Ai sensi della delibera n. 50/06 dell'Autorità ("Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio per il secondo periodo di regolazione"), l'impresa di stoccaggio calcola i ricavi di riferimento per la determinazione delle tariffe unitarie per i servizi di stoccaggio sommando le seguenti componenti di costo:

i) la remunerazione del capitale, fissata dalla delibera n. 50/06 nella misura del 7,1% (8,33% nel precedente periodo di regolazione). La delibera ha confermato i meccanismi di valutazione del capitale investito netto previsti nel primo periodo di regolazione;
ii) gli ammortamenti economico-tecnici;
iii) i costi operativi.

Negli anni successivi al primo del nuovo periodo di regolazione, i ricavi di riferimento sono aggiornati per tenere conto del capitale investito aggiornato e, sulla componenti di ammortamento e costi, dell'inflazione al netto di un tasso prefissato di variazione del recupero della produttività.

Le tariffe di stoccaggio comprendono le seguenti componenti:

i) un corrispettivo unitario di spazio;
ii) un corrispettivo unitario per la capacità di iniezione;
iii) un corrispettivo unitario per la capacità di erogazione;
iv) un corrispettivo unitario di movimentazione del gas;
v) un corrispettivo unitario per la disponibilità del gas per il servizio di stoccaggio strategico.

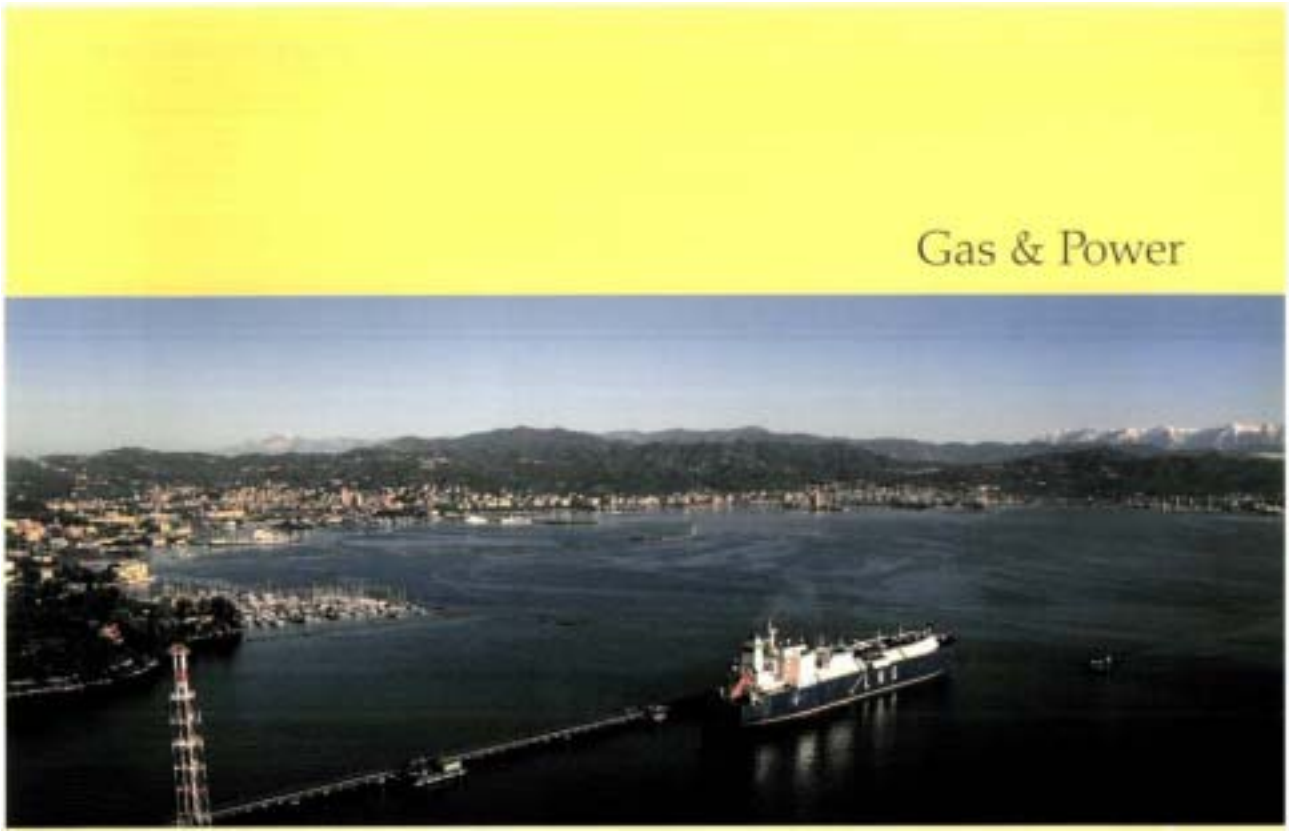
L'Autorità ha inoltre stabilito che le singole tariffe siano determinate a livello nazionale, con meccanismi di perequazione tariffaria tra le imprese di stoccaggio, attraverso la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico ("Cassa Conguaglio").

La delibera 50/06 prevede infine incentivi agli investimenti di sviluppo dello stoccaggio attraverso il riconoscimento di un tasso di remunerazione incrementale del 4% rispetto al tasso base per la durata di 8 anni per i potenziamenti di capacità esistente e per la durata di 16 anni per lo sviluppo di nuovi campi e nuovi livelli.

Corrispettivi per il bilanciamento e per la reintegrazione degli stoccaggi

L'attività di bilanciamento e reintegro del gas strategico eventualmente utilizzato è regolata da disposizioni fissate dall'Autorità, che prevedevano, fino all'anno termico 2005-2006, la loro successiva ripartizione agli utenti.

La delibera 50/06 prevede che – a differenza di quanto precedentemente stabilito – tutti i corrispettivi di bilanciamento e per la reintegrazione degli stoccaggi siano invece prioritariamente destinati alla copertura dei ricavi derivanti da nuovi investimenti e che l'eventuale residuo sia versato alla Cassa Conguaglio.



Principali indicatori di *performance*		2004	2005	2006
Ricavi [a]	(milioni di euro)	17.302	22.969	**28.368**
Utile operativo		3.428	3.321	**3.802**
Utile operativo *adjusted*		3.448	3.531	**3.882**
Utile netto *adjusted*		2.290	2.552	**2.862**
Investimenti tecnici		1.451	1.152	**1.174**
Capitale investito netto *adjusted*		18.383	18.898	**18.864**
ROACE adjusted (%)	(%)	12,6	13,7	**15,1**
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	87,03	94,21	**97,48**
Vendite gas in Europa		85,32	92,50	**95,97**
- Vendite gas in Europa G&P		80,62	87,99	**91,90**
- Vendite dirette *Upstream* in Europa [b]		4,70	4,51	**4,07**
Clienti in Italia	(milioni)	5,95	6,02	**6,54**
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	80,41	85,10	**87,99**
Produzione venduta di energia elettrica	(terawattora)	13,85	22,77	**24,82**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	12.843	12.324	**12.074**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.
(b) Non include le vendite della Nigeria LNG (Eni 10,4%) destinate in Europa di miliardi di metri cubi: 1,30, 1,31 e 1,55 rispettivamente nel 2004, 2005 e 2006.

Accordo con Gazprom

› Il 14 Novembre 2006 Eni e Gazprom hanno firmato un accordo strategico di ampia portata che consolida la *partnership* di lungo termine tra le due società e che rappresenta un passo fondamentale per la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'Italia. Punti salienti dell'accordo sono l'estensione della durata dei contratti di fornitura di gas russo a Eni fino al 2035, che rafforza ulteriormente il portafoglio di forniture Eni e il perseguimento di iniziative congiunte nel settore

upstream. Gazprom dal canto suo entrerà direttamente sul mercato italiano del gas a partire dal 2007 commercializzando volumi di gas cui avrà accesso grazie ad una riduzione dei volumi che in precedenza erano venduti ad Eni

Risultati economici e finanziari

› Con 2.862 milioni di euro di utile netto *adjusted*, il settore conferma la capacità di conseguire *performance* stabili e di elevato livello. Rispetto al 2005, l'utile netto *adjusted* è aumentato di 310 milioni di euro, pari al 12,1% per effetto essenzialmente dei maggiori margini di vendita del gas naturale a seguito dell'andamento favorevole dei parametri energetici, del minor impatto della delibera 248/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, della crescita dei volumi venduti di gas naturale, dei volumi trasportati per l'entrata a regime del gasdotto libico GreenStream e della produzione venduta di energia elettrica

› Il *ROACE adjusted* è stato del 15,1%, in aumento rispetto al 2005 (13,7%)

› Sono stati investiti 1.174 milioni di euro per lo sviluppo e il mantenimento delle reti di trasporto e di distribuzione in Italia, l'avvio dei potenziamenti dei gasdotti di importazione e il completamento del programma di espansione della capacità di generazione elettrica

Risultati operativi

› Le vendite di gas naturale sono state di 97,48 miliardi di metri cubi, in crescita di circa il 4% per effetto essenzialmente del *build-up* delle forniture di gas libico e della crescita nei mercati *target* del resto d'Europa (+16% circa, in particolare in Turchia, Germania/Austria e Francia) a fronte della riduzione delle vendite in Italia a causa del clima mite dell'ultima parte dell'anno

› La produzione venduta di energia elettrica di 24,82 terawattora è aumentata di 2,05 terawattora rispetto al 2005, pari al 9%, per effetto dell'entrata in esercizio di nuova capacità di generazione

Altri fatti di rilievo dell'anno

› Nell'ambito della strategia di sviluppo nei settori della vendita e della distribuzione gas attraverso alleanze regionali, è stato definito con i *partner* pubblici di Eni il progetto Toscana con la costituzione di una società regionale di distribuzione a gestione Eni con 1,6 milioni di utenze allacciate e una società regionale di vendita a controllo Eni con 600 mila clienti e vendite di 1,1 miliardi di metri cubi di gas/anno

GAS NATURALE

Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati delle società consolidate sono stati pari a 89,27 miliardi di metri cubi con un aumento di 6,71 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari all'8,1%. I volumi di gas approvvigionati all'estero (79,06 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'89% del totale approvvigionamenti gas naturale delle società consolidate (87% nel 2005) e sono aumentati di 7,23 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari al 10,1%, per effetto dell'entrata a regime delle forniture di gas di produzione Eni proveniente dalla Libia (+2,79 miliardi di metri cubi), dei maggiori acquisti dai Paesi Bassi (+1,99 miliardi di metri cubi), dei maggiori approvvigionamenti di gas russo venduto in Turchia (+1,21 miliardi di metri cubi), delle maggiori forniture di GNL (+1,01 miliardi di metri cubi) e dei maggiori acquisti dalla Croazia (+0,43

Approvvigionamenti di gas naturale

89,27 miliardi di metri cubi



- 11% Italia
- 28% Russia
- 23% Algeria
- 12% Paesi Bassi
- 7% Norvegia
- 7% Libia
- 12% Altri

miliardi di metri cubi) per l'inizio delle forniture dai nuovi giacimenti nell'*offshore* adriatico. Le principali riduzioni hanno riguardato le forniture dall'Algeria (-0,74 miliardi di metri cubi) e le forniture Extra Europa. Gli approvvigionamenti in Italia (10,21 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 0,52 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari al 4,8%, per effetto della flessione della produzione del settore Exploration & Production.
Nel 2006 le immissioni nel deposito presso Stoccaggi Gas Italia SpA, presso Gaz de France in territorio francese e in Austria sono state di 3,01 miliardi di metri cubi (a fronte di prelievi netti di 0,84 miliardi di metri cubi nel 2005).

TAKE-OR-PAY

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo termine, in particolare del mercato italiano, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali. In particolare a seguito dell'accordo strategico firmato con Gazprom in data 14 novembre ed entrato in vigore il 1° febbraio 2007 Eni ha prolungato i contratti di approvvigionamento con Gazprom fino al 2035 portando la durata residua media di portafoglio a circa 23 anni. I contratti in essere, che prevedono clausole *take-or-pay*, assicureranno dal 2010 62,4 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel lungo termine, *trend* sfavorevoli nell'andamento della domanda e dell'offerta di gas in Italia, anche a seguito dell'eventuale realizzazione di tutti gli investimenti annunciati in nuove infrastrutture di approvvigionamento, nonchè l'evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono elementi di rischio per l'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti di *take-or-pay*.

Vendite di gas naturale

Nel 2006 le vendite di gas naturale (97,48 miliardi di metri cubi inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite *Upstream* in Europa) sono aumentate di 3,27 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari a circa il 4%, per effetto essenzialmente della crescita registrata nei mercati del resto d'Europa (+4,9 miliardi di metri cubi, pari al 16% circa) e negli autoconsumi di gas per la produzione di energia elettrica nelle centrali EniPower (+0,59 miliardi di metri cubi, pari al 10,6%) solo in parte assorbita dai minori volumi venduti in Italia a terzi delle società consolidate (-1,53 miliardi di metri cubi, pari al 2,9%).
In un contesto di mercato sempre più competitivo, le vendite di gas naturale in Italia a terzi delle società consolidate (50,94 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 1,53 miliardi di metri cubi rispetto al 2005 a causa delle minori forniture, per effetto del clima particolarmente mite, ai settori termoelettrico (-0,93 miliardi di metri cubi), grossisti (-0,51 miliardi di metri cubi) e residenziale (-0,4 miliardi di metri cubi), solo in parte compensate

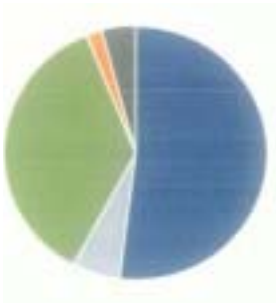
Approvvigionamenti di gas naturale (miliardi di metri cubi)	2004	2005	**2006**	Var. ass.	Var. %
Italia	**11,30**	**10,73**	**10,21**	**(0,52)**	**(4,8)**
Russia per l'Italia	20,62	21,03	**21,3**	0,27	1,3
Russia per la Turchia	1,60	2,47	**3,68**	1,21	49,0
Algeria	18,86	19,58	**18,84**	(0,74)	(3,8)
Paesi Bassi	8,45	8,29	**10,28**	1,99	24,0
Norvegia	5,74	5,78	**5,92**	0,14	2,4
Ungheria	3,56	3,63	**3,28**	(0,35)	(9,6)
Libia	0,55	3,84	**6,63**	2,79	72,7
Croazia	0,35	0,43	**0,86**	0,43	100,0
Regno Unito	1,76	2,28	**2,5**	0,22	9,6
Algeria (GNL)	1,27	1,45	**1,58**	0,13	9,0
Altri (GNL)	0,70	0,69	**1,57**	0,88	..
Altri acquisti Europa	0,12	1,18	**1,85**	0,67	56,8
Extra Europa	1,21	1,18	**0,77**	(0,41)	(34,7)
Estero	**64,79**	**71,83**	**79,06**	**7,23**	**10,1**
Totale approvvigionamenti	**76,09**	**82,56**	**89,27**	**6,71**	**8,1**
Prelievi (immissioni) da stoccaggio	0,93	0,84	**(3,01)**	(3,85)	..
Perdite di rete e differenze di misura	(0,53)	(0,78)	**(0,50)**	0,28	(35,9)
Disponibilità per la vendita delle società consolidate	**76,49**	**82,62**	**85,76**	**3,14**	**3,8**
Disponibilità per la vendita delle società collegate	**5,84**	**7,08**	**7,65**	**0,57**	**8,1**
Totale disponibilità	**82,33**	**89,70**	**93,41**	**3,71**	**4,1**

dall'incremento registrato nelle vendite al settore industriale (+0,26 miliardi di metri cubi). Le vendite *Gas release*[1] (2 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,05 miliardi di metri cubi.
Gli autoconsumi (6,13 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,59 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari al 10,6%, per effetto essenzialmente delle maggiori forniture a EniPower in relazione all'entrata in esercizio di nuova capacità produttiva.

Le vendite nel resto d'Europa delle società consolidate (27,93 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 4,49 miliardi di metri cubi, pari al 19,2%, per effetto degli incrementi registrati: (i) nelle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a importatori in Italia (+2,57 miliardi di metri cubi), principalmente per l'entrata a regime delle forniture di gas prodotto dai giacimenti libici; (ii) nelle forniture al mercato turco (+1,22 miliardi di metri cubi); (iii) in Germania e Austria (+0,84 miliardi di metri cubi), in particolare per le maggiori vendite a grossisti e ad altri clienti industriali; (iv) in Francia, nelle forniture a clienti industriali (+0,42 miliardi di metri cubi). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle minori vendite in Ungheria (-0,29 miliardi di metri cubi) e nel Nord Europa (-0,1 miliardi di metri cubi).

Vendite di gas naturale

97,48 miliardi di metri cubi



- 52% Italia
- 6% Autoconsumi
- 36% Resto d'Europa
- 2% Extra Europa
- 4% *Upstream* Europa

(1) Nel giugno 2004 è stata concordata con l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato la cessione da parte dell'Eni, al punto di entrata di Tarvisio della rete nazionale di gasdotti, di un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas naturale (2,3 miliardi di metri cubi l'anno) nei quattro anni termici del periodo 1° ottobre 2004 - 30 settembre 2008.

Vendite di gas naturale (miliardi di metri cubi)	2004	2005	**2006**	Var. ass.	Var. %
Italia a terzi *	**50,08**	52,47	**50,94**	(1,53)	(2,9)
Grossisti (aziende di vendita)	13,87	12,05	**11,54**	(0,51)	(4,2)
Gas *release*	0,54	1,95	**2**	0,05	2,6
Clienti finali	35,67	38,47	**37,40**	(1,07)	(2,8)
Industriali	12,39	13,07	**13,33**	0,26	2,0
Termoelettrici	15,92	17,6	**16,67**	(0,93)	(5,3)
Residenziali	7,36	7,8	**7,4**	(0,40)	(5,1)
Autoconsumi *	**3,7**	5,54	**6,13**	**0,59**	10,6
Resto d'Europa*	**21,54**	23,44	**27,93**	4,49	19,2
Extra Europa	**1,17**	1,17	**0,76**	(0,41)	(35,0)
Vendite a terzi e autoconsumi delle società consolidate	**76,49**	82,62	**85,76**	**3,14**	3,8
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)	**5,84**	7,08	**7,65**	**0,57**	8,1
Italia *		0,07	**0,02**	(0,05)	(71,4)
Resto d'Europa *	5,3	6,47	**6,88**	0,41	6,3
Extra Europa	0,54	0,54	**0,75**	0,21	38,9
Totale vendite e autoconsumi gas naturale G&P	**82,33**	89,7	**93,41**	**3,71**	4,1
Upstream in Europa [a]	4,7	4,51	**4,07**	(0,44)	(9,8)
Totale vendite gas mondo	**87,03**	94,21	**97,48**	**3,27**	3,5
Vendite di gas naturale in Europa	**85,32**	92,5	**95,97**	**3,47**	3,8
G&P in Europa*	80,62	87,99	**91,9**	3,91	4,4
Upstream in Europa [a]	4,7	4,51	**4,07**	(0,44)	(9,8)

(*) I segmenti di mercato corredati dall'asterisco confluiscono nella voce "G&P in Europa".
(a) Non include le vendite della Nigeria LNG (Eni 10,4%) destinate in Europa di miliardi di metri cubi: 1,30, 1,31 e 1,55 rispettivamente nel 2004, 2005 e 2006.

Le vendite di gas naturale delle società collegate nel resto d'Europa (in quota Eni e al netto delle forniture Eni) sono state di 6,88 miliardi di metri cubi con un aumento di 0,41 miliardi di metri cubi, riferito principalmente a Unión Fenosa Gas, e hanno riguardato in particolare: (i) la GVS (Eni 50%) con 2,94 miliardi di metri cubi; (ii) la Unión Fenosa Gas (Eni 50%) con 2,17 miliardi di metri cubi e (iii) la Galp Energia (Eni 33,34%) con 1,65 miliardi di metri cubi. Nelle vendite Extra Europa si segnala un incremento delle vendite di Unión Fenosa Gas (Eni 50%) con 0,45 miliardi di metri cubi, in particolare in Giappone (0,27 miliardi di metri cubi) e Corea (0,09 miliardi di metri cubi). La variazione è dovuta alle opportunità di vendita e di conseguente ottimizzazione dei margini verificatesi sui mercati extra europei nel corso dell'anno.

Trasporto e rigassificazione di gas naturale

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (87,99 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 2,89 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari al 3,4%, a causa della ricostituzione del gas di stoccaggio.

I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi (30,9 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,68 miliardi di metri cubi, pari al 2,3%.

Nel 2006 il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 3,13 miliardi di metri cubi di gas naturale (2,49 miliardi di metri cubi nel 2005), effettuando 96 scarichi da navi metaniere (79 nel 2005). L'incremento dei volumi rigassificati è attribuibile alla maggiore disponibilità di gas liquefatto sul mercato.

Volumi di gas naturale trasportati [a] (miliardi di metri cubi)	2004	2005	**2006**	Var. ass.	Var. %
Per conto Eni	**52,15**	**54,88**	**57,09**	**2,21**	**4,0**
Per conto terzi	**28,26**	**30,22**	**30,9**	**0,68**	**2,3**
Enel	9,25	9,9	**9,67**	(0,23)	(2,3)
Edison Gas	8,00	7,78	**8,8**	1,02	13,1
Altri	11,01	12,54	**12,43**	(0,11)	(0,9)
	80,41	**85,1**	**87,99**	**2,89**	**3,4**

(a) Comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.

Iniziative di sviluppo

GNL Egitto

Eni attraverso Unión Fenosa Gas partecipa con il 40% nell'impianto di liquefazione di Damietta che produce circa 5 milioni di tonnellate/anno di GNL equivalenti alla carica di 7,6 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale. Nel giugno 2006 i *partner* del progetto (Unión Fenosa Gas, la società mista ispano egiziana SEGAS - controllata da Unión Fenosa Gas - gli enti di Stato EGAS ed EGPC con i produttori Eni e BP) hanno definito il piano di espansione dell'impianto attraverso la realizzazione di un secondo treno di liquefazione, della stessa capacità del primo, con un investimento previsto di circa 1,5 miliardi di dollari e avvio nel 2010. Per la sezione *upstream* del progetto v. "Exploration & Production - Principali iniziative di esplorazione e sviluppo". Nell'ambito del progetto è prevista anche la realizzazione di due metaniere dedicate ciascuna della capacità di 155.000 metri cubi.

GNL Spagna

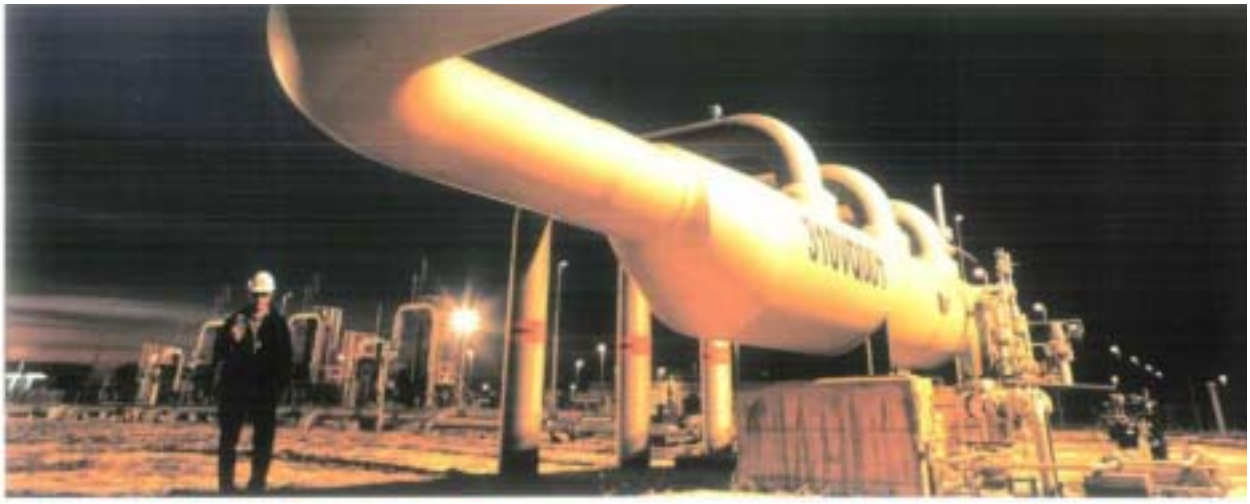
Nell'aprile 2006 è stato avviato l'impianto di rigassificazione di Sagunto (Valencia) della capacità di 6,7 miliardi di metri cubi/anno, partecipato da Eni con il 21,25% attraverso Unión Fenosa Gas. La capacità attualmente riservata in quota Eni è pari a 1,6 miliardi di metri cubi/anno. E' stato inoltre definito il piano di incremento della capacità dell'impianto di 0,8 miliardi di metri cubi/anno entro il 2009, i relativi lavori sono già incominciati nella seconda metà dell'anno 2006. Sempre attraverso Unión Fenosa Gas, Eni partecipa con il 9,5% nell'impianto di rigassificazione di El Ferrol (Galizia) in fase di realizzazione. L'impianto con completamento previsto entro il primo semestre 2007 avrà una capacità di rigassificazione di circa 3,6 miliardi di metri cubi/anno. La capacità riservata in quota Eni sarà pari a 0,4 miliardi di metri cubi/anno.

Azioni commerciali in Germania e Francia

Nel 2006 è stato avviato il contratto di fornitura di lungo termine per 1,2 miliardi di metri cubi/anno di gas all'operatore tedesco Wingas con punto di consegna a Eynatten al confine tedesco-belga.

Sono state avviate attività di sviluppo per incrementare le vendite gas in Germania e per cogliere le nuove opportunità offerte dal processo di liberalizzazione in corso.

Nel 2006 è stata avviata l'attività di commercializzazione diretta sul mercato francese con l'apertura della filiale di Parigi. Sono stati acquisiti clienti nei settori industriali e grossisti per vendite complessive di oltre 1 miliardo di



Italia (Gela): GreenStream - Terminale gas.

metri cubi. Sono inoltre entrate a regime le forniture alla società francese EDF previste dal contratto di lungo termine firmato nel luglio del 2005.

Galp

Il 29 marzo 2006 è entrato in vigore il patto parasociale della durata di otto anni tra Eni, Amorim Energia (società controllata dal gruppo portoghese privato Amorim e partecipata dalla società Sonangol, società petrolifera di Stato angolana), Rede Electrica Nacional (REN) e Caixa Geral de Depositos (primario istituto bancario portoghese) per la gestione congiunta di Galp Energia (Galp).

Il 26 settembre 2006, in linea con quanto previsto dagli accordi sottoscritti, le attività regolate di Galp (rete ad alta pressione, alcuni siti di stoccaggio ed il terminale di rigassificazione di Sines) sono state vendute alla REN la quale, il 18 ottobre 2006, è uscita dall'azionariato di Galp.

Il 24 ottobre 2006 Galp è stata quotata in borsa attraverso una *IPO*. Gli azionisti di Galp *post-IPO* sono: Eni (33,34%), Amorim Energia (33,34%), Stato Portoghese (7%), Iberdrola (4%), Caixa (1%) e Setgas (0,04%), flottante 21,28%.

Potenziamenti delle infrastrutture di importazione

È in fase di realizzazione il programma di potenziamento della capacità di trasporto dei gasdotti di importazione TTPC dall'Algeria e TAG dalla Russia.

TTPC - Algeria

La capacità di trasporto del gasdotto sarà aumentata di 6,5 miliardi di metri cubi/anno, di cui 3,2 miliardi dal 1° aprile 2008 e 3,3 miliardi dal 1° ottobre 2008, con investimenti previsti di 450 milioni di euro, incrementati rispetto alle previsioni del 2005 a seguito di *escalation* di costi e revisioni in sede di ingegneria. A regime il gasdotto avrà la capacità di 33,5 miliardi di metri cubi/anno. Il potenziamento del TTPC renderà disponibile la capacità di trasporto del TMPC, il gasdotto a valle del TTPC che realizza l'attraversamento sottomarino del Canale di Sicilia. La prima *tranche* di potenziamento del TTPC è stata assegnata a terzi nel novembre 2005. La procedura per l'assegnazione della seconda *tranche* si è conclusa a febbraio 2007 (3,3 miliardi di metri cubi).

TAG - Russia

La capacità di trasporto del gasdotto sarà aumentata di 6,5 miliardi di metri cubi/anno dal 1° ottobre 2008, con investimenti previsti di 253 milioni di euro (quota Eni 94%). Nel febbraio 2006 è stata perfezionata l'assegnazione a terzi di una prima *tranche* di potenziamento di 3,2 miliardi di metri cubi; sono state definite le procedure per l'assegnazione della seconda *tranche*. All'inizio del 2007 è entrato in esercizio il potenziamento del gasdotto finalizzato al *build-up* del IV contratto di fornitura dalla Russia incrementando la capacità di trasporto da 33 a 37 miliardi di metri cubi/anno; i potenziamenti in corso porteranno a regime, nel 2009, a 44 miliardi di metri cubi/anno la capacità del gasdotto.

GreenStream - Libia

Eni intende realizzare il potenziamento del gasdotto di importazione dalla Libia per consentire a regime, nel 2011, l'ingresso nella rete nazionale di ulteriori 3 miliardi di metri cubi/anno con investimenti previsti di circa 84 milioni di euro.

La realizzazione dei potenziamenti in corso sui gasdotti di importazione (TTPC e TAG) unitamente alla capacità di importazione attuale dalla Libia attraverso il gasdotto



Italia (Panigaglia): Impianto di rigassificazione.

sottomarino *GreenStream* (8 miliardi di metri cubi/anno) consentiranno a regime, nel 2009, di rendere disponibili complessivamente circa 21 miliardi di metri cubi/anno di nuova capacità di importazione interamente destinata a operatori terzi attraverso procedure di vendita non discriminatorie in gran parte già concluse (17,7 miliardi di metri cubi allocati al mercato).

Terminali di rigassificazione

Eni ha in programma la realizzazione di un nuovo terminale di rigassificazione nell'*offshore* adriatico e l'incremento della capacità dell'esistente terminale di Panigaglia. I due progetti consentiranno di incrementare la capacità di importazione in Italia di 8 e 4,5 miliardi di metri cubi/anno con entrata a regime, rispettivamente, nel 2013 e nel 2014.

Il progetto di rigassificazione *offshore* prevede un investimento complessivo di circa 800 milioni di euro; nel 2006 sono stati effettuati studi preliminari finalizzati ad uno *screening* dei potenziali siti in cui localizzare il terminale e ad un approfondimento su argomenti tecnici inerenti la tipologia di impianto.

Accordo Eni - Gazprom

Il 14 novembre 2006 Eni e Gazprom hanno firmato a Mosca un accordo strategico di ampia portata che prevede la creazione di un'alleanza internazionale tra le due società per la realizzazione di progetti comuni nel *midstream* e *downstream* del gas, nell'*upstream* e nella cooperazione tecnologica. L'accordo rappresenta un passo fondamentale per la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'Italia.

i) *Midstream* e *downstream gas*

L'accordo stabilisce l'estensione della durata dei contratti di fornitura di gas russo a Eni fino al 2035, in questo modo Eni si conferma a oggi il primo cliente mondiale di Gazprom. Gazprom a sua volta venderà, a partire dal 2007, direttamente sul mercato italiano quantitativi crescenti di gas a valere sulle forniture effettuate a Eni nell'ambito del IV contratto, fino al raggiungimento del livello di circa 3 miliardi di metri cubi/anno nel 2010 fino al 2035; nel 2007 è prevista la riduzione dei prelievi Eni da Gazprom di circa 1 miliardo di metri cubi con possibilità di vendite dirette di Gazprom per tale ammontare.

ii) *Upstream*

Eni e Gazprom hanno identificato una serie di progetti (società ed *asset*), sia in Russia sia all'estero, che hanno deciso di perseguire congiuntamente. Le due società lavoreranno su base esclusiva su questi progetti che si prevede siano finalizzati entro il 2007.

iii) Cooperazione Tecnologica e Sviluppo

Eni e Gazprom hanno concordato di promuovere specifici accordi, in corso di negoziazione, di interesse strategico nelle seguenti aree:

- trasporto del gas su lunga distanza. In questo settore Eni e Snam Rete Gas metteranno a disposizione le proprie competenze ed esperienze, inclusa l'innovativa tecnologia proprietaria TAP (trasporto ad alta pressione) per lo sviluppo del sistema di trasporto del gas russo;
- sviluppo di progetti congiunti nel settore del GNL su scala mondiale.

Accordo Eni - Nigeria LNG

Il 12 febbraio 2007 Eni ha firmato un accordo ventennale con Nigeria LNG Limited per l'acquisto di 1,375 milioni di tonnellate (pari a circa 2 miliardi di metri cubi) all'anno di gas naturale liquefatto (GNL), derivanti dall'ampliamento della capacità di liquefazione (Train 7) del terminale di Bonny in Nigeria, previsto per il 2012.

Il GNL sarà consegnato da Nigeria LNG presso il terminale di Cameron in Louisiana, dove Eni possiede una capacità di rigassificazione di circa 6 miliardi di metri cubi annui, per essere successivamente venduto sul mercato statunitense. La quantità di gas venduta a Eni rappresenta circa il 17% della produzione derivante dall'espansione del Train 7 dell'impianto di Bonny.

L'accordo consentirà a Eni di allargare il proprio portafoglio di forniture di gas, rafforzando sia le attività sul mercato USA sia il ruolo di primo piano svolto dalla Società nel settore del GNL.

Riassetto delle attività di distribuzione e vendita in Toscana

Il 24 gennaio 2006 Eni, Italgas (Eni 100%) e i soci pubblici di Fiorentina Gas SpA (Eni 51,03%) e di Toscana Gas SpA (Eni 46,1%) hanno firmato l'accordo quadro per lo svilup-

po dell'alleanza nei settori della vendita e della distribuzione gas. Contestualmente è stata costituita Toscana Energia SpA (Eni 48,72%), cui sono state conferite le partecipazioni possedute dai soci nelle società di distribuzione Fiorentina Gas e Toscana Gas. L'accordo prevede, nel settore della distribuzione, che i soci pubblici di Toscana Energia SpA svolgano il ruolo di indirizzo e di controllo strategico ed Eni svolga il ruolo di *partner* industriale con le relative responsabilità operative e gestionali. Nel settore della vendita è stata attuata la fusione per incorporazione della Fiorentina Gas Clienti SpA (100% Eni) nella Toscana Gas Clienti SpA (Eni 46,1%, comuni toscani 53,9%). La fusione ha dato vita a una società regionale di vendita ridenominata Toscana Energia Clienti controllata da Eni (79,22%) con 600 mila clienti e vendite di 1,1 miliardi di metri cubi di gas/anno in 147 comuni toscani.
Il 20 luglio 2006 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha autorizzato alcune delle operazioni necessarie per la realizzazione del progetto di aggregazione regionale delle attività di distribuzione e vendita gas.
Il 22 febbraio 2007 è stato redatto l'atto di fusione della società di distribuzione Fiorentina Gas SpA e Toscana Gas SpA in Toscana Energia SpA. L'efficacia di tale atto decorre dal 1° marzo 2007.

Riassetto attività Power e lancio *Dual offer*

La Divisione G&P ha avviato nell'anno 2006 un progetto di riassetto delle attività Power. Il riassetto prevede che le attività di commercializzazione dell'energia elettrica, fino a tutto il 2006 svolte dalla società EniPower, dal 2007 siano svolte direttamente dalla divisione. Ciò consentirà di gestire in maniera integrata il portafoglio gas - elettricità e sviluppare l'offerta commerciale congiunta di energia elettrica e gas. Le attività di generazione di energia elettrica rimarranno in capo ad EniPower.

Regolamentazione

Determinazione del prezzo di riferimento per i clienti non idonei alla data del 31 dicembre 2002 - delibere n. 248/2004 e n. 134/2006 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Il 13 novembre 2006 l'Adunanza Plenaria del Consiglio di Stato ha dichiarato l'inammissibilità, per motivi formali, degli appelli proposti avverso due delle sentenze con le quali il TAR della Lombardia ha annullato la delibera n. 248/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas "Determinazione del prezzo di riferimento per i clienti non idonei alla data del 31 dicembre 2002". Il passaggio in giudicato di tali due sentenze, in virtù del principio giurisprudenziale dell'efficacia *erga omnes* delle sentenze di annullamento di atti generali e inscindibili quali la delibera 248/04, comporterà presumibilmente l'improcedibilità di tutti gli altri appelli pendenti avverso le altre sentenze di primo grado (rinviati in attesa della pronuncia dell'Adunanza Plenaria), con il conseguente definitivo annullamento della delibera stessa.
In precedenza, nell'unica sentenza di merito finora pronunciata, il Consiglio di Stato aveva tuttavia riconosciuto in capo all'Autorità per l'energia elettrica e il gas la titolarità di poteri di regolazione anche nei settori liberalizzati dalla legge 239/2004 (in particolare l'attività di vendita gas), affinché fossero salvaguardate le dinamiche concorrenziali a tutela dell'utenza. In considerazione di tale complessa situazione processuale e della conseguente incertezza circa l'efficacia delle delibere attuative della delibera n. 248/04 (delibere n. 298/05, n. 65/06) e, limitatamente al rinvio operato al meccanismo di conguaglio basato sulla delibera 248/04, delle delibere n. 134/06, n. 205/06 e n. 320/06, Eni ha applicato il regime di indicizzazione previsto da tali delibere, coerentemente all'impostazione adottata nella redazione dei conti trimestrali e semestrali del 2006. Eni ha inoltre avviato la rinegoziazione con i propri clienti grossisti delle condizioni di fornitura, secondo quanto stabilito dalla delibera n. 134/06, che pone a carico delle imprese di vendita l'obbligo di offrire ai propri clienti condizioni economiche coerenti con la nuova disciplina di aggiornamento del costo della materia prima, limitatamente ai contratti di compravendita all'ingrosso stipulati successivamente alla data di entrata in vigore della delibera n. 248/04. L'onere stanziato nel bilancio 2005, a fronte della stima effettuata allora dell'impatto sul 2005 del nuovo regime tariffario, è stato ritenuto parzialmente eccedente in applicazione delle previsioni della delibera n. 134/06 che riconoscono alle imprese che adempiono l'obbligo di rinegoziazione come sopra descritto un importo pari al 50% della differenza per l'anno 2005 tra l'aggiornamento del costo della materia prima calcolato in base alla disciplina della delibera n. 248/04 e quello calcolato in base alla disciplina previgente (ex delibera n. 195/02), nonché del 50% della revisione del corrispettivo variabile di commercializzazione all'ingrosso (per ulteriori informazioni su questo procedimento v. anche "Relazione semestrale Eni - Informazioni sulla gestione - Gas & Power - Regolamentazione - Determinazione del prezzo di riferimento per i clienti non idonei alla data del 31 dicembre 2002 - delibere n. 248/04 e n. 134/06 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas").
Con la delibera n. 12/07 del 23 gennaio 2007 l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di criteri per l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale a decorrere dal 1° gennaio 2005. Nell'ambito del procedimento è stato diffuso il documento per la consultazione in data 1° marzo 2007.



Italia: Sala di controllo della centrale EniPower di Ferrera-Erbognone.

Richieste di informazioni sui prezzi - Istruttoria dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Con delibera n. 226/06 del 21 ottobre 2006, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha irrogato a Eni una sanzione amministrativa pecuniaria di 10 milioni di euro a conclusione dell'istruttoria avviata con la delibera n. 107/05 ai sensi della legge n. 481/1995 (legge istitutiva dell'Autorità) per l'asserita inottemperanza a carico di Eni nell'adempimento degli obblighi di trasmissione all'Autorità di informazioni concernenti i contratti di importazione di gas di cui alla delibera n. 188/04. Nonostante Eni abbia fornito spontaneamente le informazioni richieste, l'Autorità ha rilevato nel ritardo con cui Eni ha trasmesso le informazioni una condotta contrastante con disposizioni volte ad attivare flussi informativi funzionali allo svolgimento dell'attività di regolazione dell'Autorità. Eni ha presentato ricorso al TAR della Lombardia avverso la delibera sanzionatoria (per ulteriori informazioni su questo procedimento v. "Relazione semestrale Eni - Informazioni sulla gestione - Gas & Power - Regolamentazione - Richiesta di informazioni sui prezzi - Avvio istruttoria dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas").

A fronte di questo provvedimento Eni ha effettuato uno stanziamento.

Istruttoria dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sui comportamenti posti in essere dagli operatori nel mercato della vendita di gas naturale ai clienti finali

Con delibera n. 235/06 del 6 novembre 2006, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha concluso l'istruttoria conoscitiva, avviata il 28 ottobre 2005, sul comportamento commerciale posto in essere dalle società esercenti attività di vendita di gas naturale ai clienti finali ubicati in ambito urbano nell'acquisizione di nuovi clienti o nella riacquisizione di clienti trasferiti ad altro venditore, nonché sull'esistenza di barriere poste in essere dai distributori che ostacolano l'uscita del cliente finale o l'entrata di un operatore concorrente della società di vendita affiliata della società distributrice in forza di un rapporto societario di controllo o di collegamento. Nel rapporto conclusivo l'Autorità conferma il permanere di forti criticità sul grado di concorrenza effettiva di questo segmento di mercato e propone un ventaglio di possibili interventi di completamento e di affinamento del quadro regolatorio volti a rimuovere le criticità riscontrate.

Delibera n. 137/02 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas - Accesso al servizio di trasporto e Codice di rete di Snam Rete Gas

L'Autorità con la delibera n. 137/02 ha stabilito i criteri di accesso al sistema nazionale di gasdotti e in particolare le priorità di accesso. Avverso tale delibera Eni ha presentato ricorso al TAR per la Lombardia che con sentenza del dicembre 2004 ha parzialmente accolto il ricorso presentato da Eni. L'Autorità ha impugnato la sentenza avanti al Consiglio di Stato con atto notificato a Eni il 19 febbraio 2004, si è in attesa della fissazione dell'udienza.

Decreto legislativo n. 164/2000

Il decreto legislativo n. 164/2000 impone, fino al 31 dicembre 2010, limiti dimensionali a tutti gli operatori del mercato del gas naturale commisurati a una percentuale dei consumi nazionali fissata rispettivamente: (i) al 75%, a decorrere dal 1° gennaio 2002, per le immissioni di gas nella rete nazionale di gasdotti sia di importazione sia di produzione nazionale ai fini della vendita; la percentuale si riduce annualmente di 2 punti percentuali a partire dal 2003 fino a raggiungere il 61% nel 2009; (ii) al 50%, a decorrere dal 1° gennaio 2003, per le vendite ai clienti finali. Le percentuali sono calco-

late al netto della quota di autoconsumo di gas naturale e, per le vendite, anche delle perdite di sistema. Il decreto prevede un meccanismo di verifica triennale del rispetto dei tetti. La verifica è effettuata di anno in anno dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato confrontando la media triennale della percentuale consentita dal decreto con quella effettivamente conseguita da ciascun operatore. Il 2006 chiude il terzo triennio di regolamentazione delle immissioni in rete, nel quale la percentuale media consentita è pari al 69% dei consumi nazionali di gas naturale, e il secondo triennio di regolamentazione delle vendite ai clienti finali. La presenza di Eni nel mercato italiano è risultata entro i detti limiti.

ENERGIA ELETTRICA

Il *business* dell'energia elettrica è svolto da Eni attraverso EniPower SpA e le sue società controllate (EniPower Mantova, EniPower Trasmissione e SEF) presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi e Ferrara con una potenza installata al 31 dicembre 2006 di 4,9 gigawatt. Entro il 2010 Eni prevede di completare il programma di espansione della capacità di generazione con l'obiettivo di una potenza in esercizio di 5,5 gigawatt con una produzione a regime, nel 2010, di 31 terawattora, corrispondenti a circa l'8% della produzione di energia elettrica prevista in Italia. Gli investimenti programmati ammontano a circa 2,4 miliardi di euro, di cui circa 2 già realizzati. Il programma di sviluppo è in corso presso la centrale di Ferrara (Eni 51%) dove in *partnership* con la società EGL Luxembourg (Lussemburgo) del gruppo svizzero EGL, è stata avviata la realizzazione di due nuovi gruppi di potenza a ciclo combinato da 390 megawatt ciascuno che porteranno la capacità installata della centrale a 840 megawatt. L'entrata in esercizio è prevista nella seconda metà del 2007. Inoltre è prevista l'installazione di un gruppo a ciclo combinato da 240 megawatt presso la centrale di Taranto (capacità attuale 75 megawatt).

I nuovi impianti utilizzano la tecnologia del ciclo combinato a gas naturale (CCGT) che consente di ottenere elevati livelli di efficienza e un basso impatto ambientale. L'EniPower stima che a parità di energia (elettricità e calore) prodotta, l'adozione della tecnologia CCGT su una produzione di 30 terawattora consentirà di ridurre le emissioni di anidride carbonica di circa 11 milioni di tonnellate rispetto alle emissioni di centrali termoelettriche convenzionali.

Nel 2006 la produzione venduta di energia elettrica (24,82 terawattora) è aumentata di 2,05 terawattora rispetto al 2005, pari al 9%. L'incremento è dovuto essenzialmente alle produzioni del sito di Brindisi, con tutti i tre gruppi in marcia da settembre 2006 (l'entrata in esercizio è avvenuta rispettivamente nel giugno 2005, novembre 2005 e fine agosto 2006; +3 terawattora circa), e del sito di Mantova (maggiore produzione per complessivi 0,9 terawattora circa, grazie alla marcia per l'intero anno 2006 dei due gruppi a ciclo combinato avviati nel corso del 2005). Tali incrementi di quantità sono stati parzialmente compensati da minori produzioni per fermate di manutenzione in particolare nel sito di Ravenna (-0,85 terawattora circa).

Sono stati acquistati 6,21 terawattora di energia elettrica da terzi in Italia e all'estero. Le vendite di vapore (10.287 mila di tonnellate) sono diminuite di 373 mila tonnellate rispetto al 2005, pari al 3,5%.

Le vendite di energia elettrica sono ripartite come segue: 55% a clienti finali, 28% Borsa dell'elettricità, 8% GRTN/Terna (per contratti CIP 6/92 e sbilanciamenti in immissione) e 9% grossisti. Tutto il vapore è stato venduto a clienti utilizzatori finali.

		2004	2005	**2006**	Var. ass.	Var. %
Acquisti						
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	2.617	4.384	**4.775**	391	8,9
Altri combustibili*	(migliaia di tep)	784	659	**616**	(43)	(6,5)
di cui vapore *cracking*		89	96	**136**		
Vendite						
Produzione venduta di energia elettrica	(terawattora)	13,85	22,77	**24,82**	2,05	9,0
Trading di energia elettrica	(terawattora)	3,1	4,79	**6,21**	1,42	29,6
Vapore	(migliaia di tonnellate)	10.040	10.660	**10.287**	(373)	(3,5)

(*) Comprende olio combustibile, gas di recupero e vapore *cracking*.

Gli investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici del settore Gas & Power (1.174 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (627 milioni di euro); (ii) il proseguimento del programma di costruzione delle centrali a ciclo combinato per la generazione di energia elettrica (229 milioni di euro), in particolare presso i siti di Ferrara e Brindisi; (iii) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione del gas naturale in Italia (158 milioni di euro).

Investimenti tecnici (milioni di euro)	2004	2005	**2006**	Var. ass.	Var. %
Italia	**1.236**	**1.066**	**1.014**	**(52)**	**(4,9)**
Estero	**215**	**86**	**160**	**74**	**86,0**
	1.451	**1.152**	**1.174**	**22**	**1,9**
Mercato	**56**	**40**	**63**	**23**	**57,5**
Italia	36	2	**0**	(2)	(100,0)
Estero	20	38	**63**	25	65,8
Distribuzione	**187**	**182**	**158**	**(24)**	**(13,2)**
Trasporto	**757**	**691**	**724**	**33**	**4,8**
Italia	562	643	**627**	(16)	(2,5)
Estero	195	48	**97**	49	102,1
Generazione elettrica	**451**	**239**	**229**	**(10)**	**(4,2)**
	1.451	**1.152**	**1.174**	**22**	**1,9**

Refining & Marketing



Principali indicatori di *performance*		2004	2005	2006
Ricavi [a]	(milioni di euro)	26.089	33.732	**38.210**
Utile operativo		1.080	1.857	**319**
Utile operativo *adjusted*		923	1.214	**790**
Utile netto *adjusted*		674	945	**629**
Investimenti tecnici		693	656	**645**
Capitale investito netto *adjusted*		4.835	5.326	**5.766**
ROACE adjusted (%)	(%)	13,0	18,2	**10,7**
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnelate)	37,69	38,79	**38,04**
Lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà		26,75	27,34	**27,17**
Capacità bilanciata delle raffinerie interamente possedute	(kbbl/d)	524	524	**534**
Grado di utilizzo della capacità bilanciata	(%)	100	100	**100**
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa a marchio Agip	(milioni di tonnelate)	12,35	12,42	**12,48**
Stazioni di servizio rete Europa a marchio Agip (a fine periodo)	(numero)	6.225	6.282	**6.294**
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa a marchio Agip	(migliaia di litri)	2.488	2.479	**2.470**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	9.224	8.894	**9.437**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Risultati economici e finanziari

› Nel 2006 l'utile netto *adjusted* di 629 milioni di euro è diminuito di 316 milioni di euro (-33,4%) per effetto essenzialmente della riduzione dei margini di raffinazione penalizzati dall'andamento negativo dello scenario

› I margini di raffinazione realizzati da Eni hanno registrato un andamento migliore rispetto a quelli di mercato grazie alla capacità delle raffinerie Eni di processare greggi pesanti ad elevata redditività che hanno registrato quotazioni inferiori rispetto all'indicatore di mercato (Brent)

› Il *ROACE adjusted* è stato del 10,7%, in diminuzione rispetto al 2005 (18,2%)

› Sono stati investiti 645 milioni di euro per il miglioramento della flessibilità e delle rese delle raffinerie, la logistica e il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa

Risultati operativi

› Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (38,04 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,75 milioni tonnellate rispetto al 2005 (-1,9%) per effetto della maggiore attività di manutenzione in particolare sulle raffinerie di terzi, a fronte del mantenimento dei livelli produttivi delle raffinerie Eni

› Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia di 8,66 milioni di tonnellate sono diminuite dell'1% rispetto al 2005 per effetto della pressione competitiva. Questa flessione è stata più che compensata dalla crescita sui mercati rete nel resto d'Europa (3,82 milioni di tonnellate, +4,1%) in particolare in Germania e Spagna

› Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato extrarete in Italia di 10,06 milioni di tonnellate sono diminuite del 4% per effetto delle temperature miti registrate nel quarto trimestre dell'anno. Questa flessione è stata in parte compensata dall'aumento registrato sui mercati extrarete nel resto d'Europa (4,6 milioni di tonnellate nel 2006, + 2,2%) in particolare in Germania e Spagna

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2006 sono state acquistate 65,70 milioni di tonnellate di petrolio (66,48 milioni nel 2005), di cui 36,81 milioni dal settore Exploration & Production[1], 18,16 milioni dai Paesi produttori con contratti a termine e 10,73 milioni sul mercato *spot*. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 21% dall'Africa Occidentale, 21% dall'Africa Settentrionale, 18% dai Paesi della CSI, 14% dal Medio Oriente, 14% dal Mare del Nord, 7% dall'Italia e 5% da altre aree. Sono state commercializzate 30,66 milioni di tonnellate di petrolio, in lieve riduzione rispetto al 2005 (-1,3%). Sono state acquistate 3,18 milioni di tonnellate di semilavorati (3,58 milioni nel 2005) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 16 milioni di tonnellate di prodotti (16,21 milioni nel 2005) destinati alla vendita sui mercati esteri (11,48 milioni di tonnellate) e sul mercato italiano (4,52 milioni di tonnellate) a completamento delle disponibilità da produzione.

(1) Il settore Refining & Marketing acquista i due terzi circa dell'intera produzione venduta di greggi e condensati del settore Exploration & Production e vende sul mercato i greggi e i condensati che per caratteristiche e area geografica di produzione non sono ottimali alla lavorazione nelle proprie raffinerie.

Approvvigionamento di greggi (milioni di tonnellate)	2004	2005	**2006**	Var. ass.	Var. %
Produzione Eni estero	31,7	32,86	**32,76**	(0,10)	(0,3)
Produzione Eni nazionale	4,03	4,44	**4,05**	(0,39)	(8,8)
Totale produzione Eni	**35,73**	**37,30**	**36,81**	**(0,49)**	**(1,3)**
Acquisti *spot*	11,42	14,33	**10,73**	(3,60)	(25,1)
Contratti a termine	19,9	14,85	**18,16**	3,31	22,3
	67,05	**66,48**	**65,70**	**(0,78)**	**(1,2)**

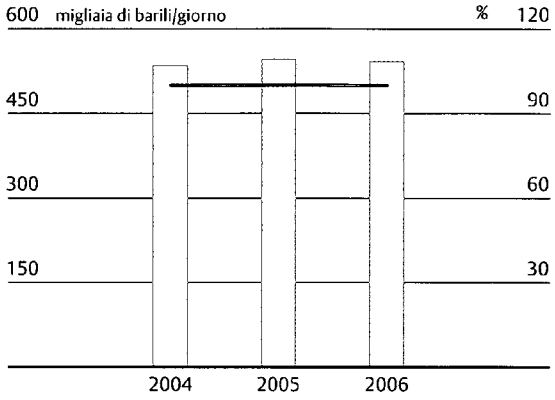
Raffinazione

Nel 2006 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (38,04 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,75 milioni di tonnellate rispetto al 2005, pari all'1,9%, per effetto essenzialmente delle minori quantità lavorate sulle raffinerie di terzi per inconvenienti tecnici (Priolo) e attività di manutenzione (Milazzo 50% proprietà Eni).

Le lavorazioni sulle raffinerie di proprietà sono rimaste stabili. In particolare le lavorazioni sono aumentate sulle raffinerie di Venezia, Gela e Taranto e sono diminuite su Sannazzaro, per la manutenzione delle unità di *cracking* catalitico e di *visbreaking*, e su Livorno per manutenzione generale. Ad aprile è entrato in funzione l'impianto di gassificazione dei residui pesanti di lavorazione della raffineria di Sannazzaro.

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 27,17 milioni di tonnellate, in flessione rispetto al 2005 di 0,17 milioni di tonnellate (-0,6%); la capacità bilanciata è stata pienamente utilizzata. Il 35,9% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento di oltre 3 punti percentuali rispetto al 2005 (32,3%), equivalenti a un volume incrementale di circa 1,1 milioni di tonnellate relative a maggiori approvvigionamenti di greggi pesanti nigeriani (Bonga per *start-up* produzione) e siciliani, a fronte della riduzione delle lavorazioni del libico Bu-Attifel destinato al contratto di lavorazione su Priolo.

Lavorazioni complessive e indice di utilizzo della capacità bilanciata delle raffinerie possedute in Italia



Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel 2006 le vendite di prodotti petroliferi (51,13 milioni di tonnellate) sono diminuite di 500 mila tonnellate rispetto al 2005, pari all'1%, per effetto essenzialmente della riduzione sui mercati extrarete (-320 mila tonnellate) per le temperature miti e superiori agli *standard* di periodo e delle minori forniture di prodotti al settore petrolchimica (-460 mila tonnellate), in relazione all'incidente di Priolo. Tali riduzioni sono parzialmente compensate dalle maggiori vendite a società petrolifere e *trader* e dalla crescita delle vendite sulla rete a marchio Agip in Italia e nel resto d'Europa (60 mila tonnellate). L'impatto sulle vendite rete Italia della dismissione dell'Italiana Petroli (IP) effettuata nel settembre 2005 (-1,3 milioni di tonnellate) è stato compensato dalle forniture alla stessa società in forza del contratto quinquennale di somministrazione stipulato all'atto della cessione.

Disponibilità di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	2004	2005	**2006**	Var. ass.	Var. %
Italia					
Lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà	26,75	27,34	**27,17**	(0,17)	(0,6)
Lavorazioni in conto terzi	(1,50)	(1,70)	**(1,53)**	0,17	(10,0)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	8,10	8,58	**7,71**	(0,87)	(10,1)
Consumi e perdite	(1,64)	(1,87)	**(1,45)**	0,42	(22,5)
Prodotti disponibili da lavorazioni	31,71	32,35	31,90	(0,45)	(1,4)
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	5,07	4,85	**4,45**	(0,40)	(8,2)
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(5,03)	(5,82)	**(5,35)**	0,47	(8,1)
Consumi per produzione di energia elettrica	(1,06)	(1,09)	**(1,10)**	(0,01)	0,9
Prodotti venduti	30,69	30,29	29,90	(0,39)	(1,3)
Estero					
Prodotti disponibili da lavorazioni	4,04	4,33	4,37	0,04	0,9
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	13,78	11,19	**11,51**	0,32	2,9
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	5,03	5,82	**5,35**	(0,47)	(8,1)
Prodotti venduti	22,85	21,34	21,23	(0,11)	(0,5)
Vendite di Prodotti petroliferi in Italia e all'estero	53,54	51,63	51,13	(0,50)	(1,0)

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero (milioni di tonnellate)	2004	2005	2006	Var. ass.	Var. %
Rete	10,93	10,05	**8,66**	(1,39)	(13,8)
- a marchio Agip	*8,88*	*8,75*	**8,66**	*(0,09)*	*(1,0)*
- a marchio IP	*2,05*	*1,30*		*(1,30)*	*(100,0)*
Extrarete	10,7	10,48	**10,06**	(0,42)	(4,0)
Petrolchimica	3,05	3,07	**2,61**	(0,46)	(15,0)
Altre vendite [a]	6,01	6,69	**8,57**	1,88	28,1
Vendite in Italia	**30,69**	**30,29**	**29,90**	**(0,39)**	**(1,3)**
Rete resto d'Europa	3,47	3,67	**3,82**	0,15	4,1
Rete Africa e Brasile	0,57				
Extrarete estero	5,30	4,50	**4,60**	0,10	2,2
di cui Extrarete resto d'Europa	3,94	4,10	**4,19**	0,09	2,2
Altre vendite [a]	13,51	13,17	**12,81**	(0,36)	(2,7)
Vendite all'estero	**22,85**	**21,34**	**21,23**	**(0,11)**	**(0,5)**
	53,54	**51,63**	**51,13**	**(0,50)**	**(1,0)**

(a) Comprende i carburanti per bunkeraggio, le vendite a società petrolifere e le vendite di MTBE.

Vendite rete Italia

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete Italia (8,66 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,39 milioni di tonnellate rispetto al 2005, pari al 13,8%, a seguito essenzialmente della dismissione della IP. Tale diminuzione è stata compensata dall'incremento delle altre vendite a seguito del contratto di fornitura con la IP. Le vendite sulla rete a marchio Agip (8,66 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 90 mila tonnellate, pari all'1%, per effetto della maggiore pressione competitiva. La diminuzione ha riguardato essenzialmente la benzina e il BluDiesel parzialmente compensata dall'incremento registrato dal gasolio, in linea con le dinamiche di consumo nazionali. La quota di mercato è in flessione di 0,4 punti percentuali, passando dal 29,7 nel 2005 al 29,3% nel 2006; l'erogato medio (2.463 mila litri, riferito a benzina e gasolio) si è ridotto dell'1,8%.

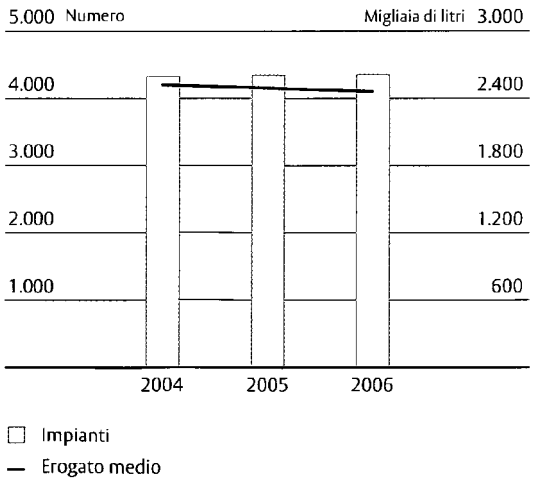
Al 31 dicembre 2006 la rete di distribuzione in Italia era costituita da 4.356 stazioni di servizio con un incremento di 7 unità rispetto al 31 dicembre 2005 per effetto dell'apertura di nuove stazioni di servizio (20 unità) e del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (11 unità), parzialmente compensati dalla chiusura di impianti a basso erogato (21 unità) e dalla perdita di 3 concessioni autostradali.

Le vendite di BluDiesel – il gasolio a elevate prestazioni e contenuto impatto ambientale commercializzato sulla rete a marchio Agip – sono state di 726 mila tonnellate (840 milioni di litri), con una riduzione del 14,8% rispetto al 2005 per effetto della maggiore sensibilità della domanda al prezzo, in un contesto generale di quotazioni dei carburanti ai massimi storici. A fine 2006, il BluDiesel è commercializzato sulla quasi totalità della rete (circa 4.061 pari al 93% del totale).

Le vendite di BluSuper – la benzina a elevate prestazioni e contenuto impatto ambientale lanciata sul mercato nel giugno 2004 – sono state 98 mila tonnellate (114 milioni di litri) con una riduzione del 9% rispetto al 2005, evidenziando un trend analogo al BluDiesel. A fine 2006 le stazioni di servizio che commercializzano BluSuper sono 2.316 (circa 1.719 a fine 2005), pari a circa il 53% del totale.

È proseguita l'iniziativa promozionale "Club Fai da Te" che prevede l'accredito di punti-premio su una *fidelity card* a ogni rifornimento presso le "Isole Fai da Te". Al raggiungimento di determinati volumi di acquisto, l'automobilista ottiene il riconoscimento di sconti sull'acquisto di carbu-

Stazioni di servizio a marchio Agip ed erogato medio





Italia: Impianto di stoccaggio.

ranti o di premi (accordi con Vodafone e Coop); sono previsti ulteriori *bonus* per i clienti più fedeli. A fine 2006 le *card* attive sono circa 3,9 milioni; l'incremento dei punti registrati sulle carte è di circa il 3% rispetto al 2005. Il volume venduto attraverso le *fidelity card* è stato pari a circa il 39% dell'erogato delle stazioni di servizio aderenti all'iniziativa, corrispondente a circa il 31% dell'erogato complessivo della rete a marchio Agip.

Vendite rete resto d'Europa

Negli anni recenti la strategia attuata da Eni nel resto d'Europa ha mirato alla crescita selettiva, anche per linee esterne, nelle aree di consumo con interessanti prospettive di redditività dell'Europa Centro-Orientale, (in particolare Germania Meridionale, Austria, Repubblica Ceca e Ungheria), della Francia Sud-Orientale e della Penisola Iberica, per le quali la relativa vicinanza geografica con i centri produttivi di proprietà Eni ha reso possibile il conseguimento di sinergie. In cinque anni le vendite di prodotti petroliferi Eni sui mercati rete del resto d'Europa sono aumentate di oltre il 50% (corrispondente al tasso medio annuo del 9%). Nel 2006 le vendite di 3,82 milioni di tonnellate sono aumentate di 150 mila tonnellate rispetto al 2005, pari al 4,1%, in particolare in Germania, Spagna e Austria per effetto dell'acquisto/apertura di nuove stazioni a maggiore erogato a fronte della chiusura degli impianti meno efficienti. I prodotti che hanno trainato le vendite sono stati il gasolio e il GPL; in flessione i volumi di benzina. Al 31 dicembre 2006 la rete di distribuzione nel resto d'Europa era costituita da 1.938 stazioni di servizio con un aumento di 5 unità rispetto al 31 dicembre 2005. L'evoluzione della rete ha visto: (i) l'acquisto di 31 impianti, in particolare in Austria e Francia; (ii) l'apertura di 24 nuove unità, in particolare in Spagna e Austria; (iii) la chiusura di 46 impianti a basso erogato, in particolare in Spagna e Francia; (iv) il saldo negativo di 4 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento, con variazioni negative in Portogallo e Germania, positive in Francia e Spagna. L'erogato medio (2.486 mila litri) è aumentato del 2,4%.

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato extrarete in Italia (10,06 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,42 milioni di tonnellate rispetto al 2005, pari al 4%, per effetto essenzialmente del calo dei consumi nazionali, in relazione in particolare per le temperature miti del quarto trimestre dell'anno che sono state al di sopra delle medie stagionali. La flessione ha riguardato essenzialmente il gasolio e l'olio combustibile, quest'ultimo per effetto del processo di progressiva sostituzione con il gas naturale nell'alimentazione delle centrali termoelettriche. Per contro sono aumentate le vendite di *Jet Fuel* in relazione alla crescita del settore avio.

Le vendite sul mercato extrarete all'estero (4,60 milioni di tonnellate) sono aumentate di 100 mila tonnellate rispetto al 2005, pari al 2,2%, essenzialmente per la crescita sui mercati tedesco e spagnolo. L'incremento ha riguardato essenzialmente il gasolio.

Le altre vendite (21,38 milioni di tonnellate) sono aumentate di 1,52 milioni di tonnellate, pari al 7,7%, a seguito essenzialmente delle forniture alla IP (+1,3 milioni di tonnellate), in relazione alla cessione, della stessa, perfezionata nel settembre 2005, e delle maggio-



ri vendite a compagnie petrolifere e a *trader* (+220 mila tonnellate). Le forniture di prodotti al settore petrolchimica (2,61 milioni di tonnellate) sono diminuite di 460 mila tonnellate in relazione in particolare all'incidente verificatosi alla raffineria di terzi di Priolo presso la quale Eni aveva un contratto di lavorazione terminato il 31 dicembre 2006.

Investimenti tecnici

Nel 2006 gli investimenti del settore Refining & Marketing (645 milioni di euro; 656 milioni nel 2005) hanno riguardato: (i) l'attività di raffinazione, *supply* e logistica (376 milioni di euro), finalizzati essenzialmente al miglioramento della flessibilità del sistema e delle rese degli impianti, tra cui la realizzazione di una nuova unità di *hydrocracking* presso la raffineria di Sannazzaro; (ii) il potenziamento e la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi e la realizzazione di nuove stazioni di servizio in Italia (125 milioni di euro); (iii) l'acquisto/realizzazione di stazioni di servizio e, in misura minore, la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi nel resto d'Europa (98 milioni di euro).

Investimenti tecnici (milioni di euro)	2004	2005	**2006**	Var. ass.	Var. %
Italia	625	585	547	(38)	(6,5)
Estero	68	71	98	27	38,0
	693	**656**	**645**	**(11)**	**(1,7)**
Raffinazione, *supply* e logistica	**420**	**349**	**376**	**27**	**7,7**
Italia	420	349	376	27	7,7
Marketing	**232**	**225**	**223**	**(2)**	**(0,9)**
Italia	164	154	125	(29)	(18,8)
Estero	68	71	98	27	38,0
Altre attività	**41**	**82**	**46**	**(36)**	**(43,9)**
	693	**656**	**645**	**(11)**	**(1,7)**

Petrolchimica



Principali indicatori di *performance*		2004	2005	**2006**
Ricavi [a]	(milioni di euro)	5.331	6.255	**6.823**
Utile operativo		320	202	**172**
Utile operativo *adjusted*		263	261	**219**
Utile netto *adjusted*		242	227	**174**
Investimenti tecnici		148	112	**99**
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	7.118	7.282	**7.072**
Vendite di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	5.187	5.376	**5.276**
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	75,2	78,4	**76,4**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	6.565	6.462	**6.025**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

› L'utile netto *adjusted* di 174 milioni di euro è diminuito di 53 milioni di euro rispetto al 2005 (-23,3%) per effetto essenzialmente del peggioramento della *performance* operativa in relazione all'andamento negativo del mercato registrato nella prima parte dell'anno

› Le vendite di prodotti petrolchimici di 5.276 mila di tonnellate sono diminuite di 100 mila tonnellate rispetto al 2005 (-1,9%) per effetto essenzialmente della minore disponibilità di prodotto a seguito della fermata del *cracker* di Priolo in relazione all'incidente occorso alla raffineria con ripercussioni sull'intera filiera produttiva

› **Le produzioni di 7.072 mila tonnellate sono diminuite di 209 mila tonnellate rispetto al 2005 (-2,9%) a seguito della fermata del *cracker* di Priolo e degli impianti collegati**

Vendite – produzioni – prezzi

Nel 2006 le vendite di prodotti petrolchimici (5.276 mila tonnellate) sono diminuite di 100 mila tonnellate rispetto al 2005 (-1,9%). Le diminuzioni hanno riguardato: (i) il *business* della chimica di base (-4,6%), per effetto della minore disponibilità di prodotto a causa dell'incidente occorso alla raffineria di Priolo che ha comportato il blocco del *cracker*; (ii) il *business* elastomeri (-2,3%), a seguito del lento riavvio degli impianti di Ferrara e Ravenna dopo le manutenzioni della seconda parte dell'anno; (iii) il *business* intermedi (-10,4%), a causa della debolezza della domanda. Questi impatti negativi sono stati parzialmente compensati dalla crescita delle vendite registrata nei *business* polietileni (+3,2%) e aromatici (riferito agli xileni in crescita del 4,8%) per effetto del buon andamento della domanda. Le produzioni (7.072 mila tonnellate) sono diminuite di 210 mila tonnellate rispetto al 2005 (-2,9%), in particolare negli elastomeri, nel polietilene e nella petrolchimica di base, dove la minor produzione del *cracker* di Priolo dovuta alla fermata della raffineria è stata parzialmente compensata dalle maggiori produzioni dei *cracker* di Porto Marghera, Sarroch e Dunkerque. In aumento la produzione di stirenici che nel 2005 era stata fortemente penalizzata da fermate e inconvenienti tecnici.

La capacità produttiva nominale è in linea con il 2005. Gli aumenti delle capacità nominali registrati su alcuni *cracker* sono stati compensati dalla fermata del *cracker* di Priolo e degli impianti collegati nella prima parte dell'anno. Il tasso di utilizzo medio degli impianti calcolato sulla capacità nominale è diminuito di 2 punti percentuali, passando dal 78,4% al 76,4% per effetto essenzialmente della riduzione delle quantità prodotte.

Il 35,2% della produzione è stata destinata al ciclo interno (35,8% nel 2005). Le materie prime petrolifere approvvigionate dal settore Refining & Marketing hanno coperto il 10% del fabbisogno dell'anno (23% nel 2005).

I prezzi dei principali prodotti petrolchimici di Eni sono aumentati in media del 12%; con incrementi in tutte le aree di *business*: (i) olefine (+16,5%), riferito in particolare a etilene e propilene; (ii) aromatici (+19,6%), riferito in particolare agli xileni; (iii) polietilene (+12%), riferito a quasi tutti i prodotti; (iv) stirenici (+8,2%), riferito allo stirolo e ai polistiroli; (v) elastomeri (+4,2), riferito in particolare alle gomme BR e TPR.

Disponibilità di prodotti (migliaia di tonnellate)	2004	2005	**2006**	Var. ass.	Var.%
Petrolchimica di base	4.236	4.450	**4.275**	(175)	(3,9)
Stirenici ed Elastomeri	1.606	1.523	**1.545**	22	1,4
Polietileni	1.276	1.309	**1.252**	(57)	(4,4)
Produzioni	**7.118**	**7.282**	**7.072**	**(210)**	**(2,9)**
Consumi di monomeri	(2.616)	(2.606)	**(2.488)**	118	(4,5)
Acquisti e variazioni rimanenze	685	700	**692**	(8)	(1,1)
	5.187	5.376	**5.276**	(100)	(1,9)

Vendite (migliaia di tonnellate)	2004	2005	**2006**	Var. ass.	Var.%
Petrolchimica di base	2.766	3.022	**2.882**	(140)	(4,6)
Stirenici ed Elastomeri	1.038	1.003	**1.000**	(3)	(0,3)
Polietileni	1.383	1.351	**1.394**	43	3,2
	5.187	**5.376**	**5.276**	**(100)**	**(1,9)**

Andamento per attività

Petrolchimica di base

Le vendite della petrolchimica di base (2.882 mila tonnellate) sono diminuite di 140 mila tonnellate rispetto al 2005, pari al 4,6%, per effetto essenzialmente della fermata del *cracker* di Priolo. Le riduzioni sono state dell'1,5% nelle olefine, del 10,4% negli intermedi e del 23% nel benzene. Per contro sono aumentate del 4,8% le vendite di xiloli e del 3,2% le vendite di etilene per effetto della maggiore disponibilità di prodotto.

Le produzioni (4.275 mila tonnellate) sono diminuite di 175 mila tonnellate, pari al 3,9%. La minor produzione del *cracker* di Priolo è stata parzialmente compensata dalle maggiori produzioni dei *cracker* di Porto Marghera e Dunkerque.

Stirenici ed elastomeri

Le vendite di stirenici (587 mila tonnellate) sono in linea rispetto al 2005 (+1,1). In aumento le vendite di stirolo per effetto della maggiore disponibilità di prodotto. Le riduzioni hanno riguardato il polistirolo compatto (-1,5%), per effetto della mancanza di materia prima conseguente alla fermata del *cracker* di Priolo, e le vendite di ABS/SAN (-7,2%) a causa del blocco produttivo della centrale EniPower con riflessi negativi sull'attività dello stabilimento di Mantova.

Le vendite di elastomeri (413 mila tonnellate) sono aumentate dell'1,2% rispetto al 2005 escludendo l'impatto della fermata dell'impianto di Champagnier nel secondo semestre del 2005. L'incremento ha riguardato tutte le linee di prodotto, con la sola eccezione delle gomme BR (-8%) a seguito della fermata per manutenzione dell'impianto Neocis di Ravenna.

Le produzioni di stirenici (1.088 mila tonnellate) sono aumentate del 3,8% in relazione alla circostanza che il 2005 risentiva della fermata per inconvenienti tecnici sul polo produttivo di Mantova.

Le produzioni di elastomeri (457 mila tonnellate) sono diminuite dell'1,3% escludendo l'impatto della chiusura di Champagnier, per effetto della flessione della domanda di gomme BR (-8,5%) ed SBR (-3,6%). In aumento le produzioni di tutte le linee di prodotto, in linea con l'andamento della domanda.

Polietileni

Le vendite di polietileni (1.394 mila tonnellate) sono aumentate di 43 mila tonnellate rispetto al 2005, pari al 3,2%, per effetto di una buona dinamica del mercato registrata sui prodotti LLPDE (+9,3%) e HPDE (+1,5%), parzialmente assorbita dalla riduzione registrata dall'EVA (-3,7%) a causa della fermata per inconvenienti tecnici all'impianto di Oberhausen.

Le produzioni (1.252 mila tonnellate) sono diminuite di 57 mila tonnellate, pari al 4,4%, per effetto essenzialmente della fermata del *cracker* di Priolo e degli impianti collegati.

Investimenti tecnici

Nel 2006 gli investimenti tecnici (99 milioni di euro; 112 milioni nel 2005) hanno riguardato interventi di mantenimento (32 milioni di euro), interventi di miglioramento dell'efficienza impiantistica e di razionalizzazione (32 milioni di euro), interventi di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di legge in tema di salute e sicurezza (23 milioni di euro), nonché interventi di manutenzione straordinaria e ciclica (12 milioni di euro).



Principali indicatori di *performance*		2004	2005	**2006**
Ricavi [a]	(milioni di euro)	5.696	5.733	**6.979**
Utile operativo		203	307	**505**
Utile operativo *adjusted*		215	314	**508**
Utile netto *adjusted*		252	328	**400**
Investimenti tecnici		186	349	**591**
ROACE adjusted (%)		10,5	12,0	**12,8**
Ordini acquisiti		5.784	8.395	**11.172**
Portafoglio ordini		8.521	10.122	**13.191**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	25.819	28.684	**30.902**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

› L'utile netto *adjusted* di 400 milioni di euro è aumentato di 72 milioni di euro rispetto al 2005 (+22%) per effetto del miglioramento della *performance* operativa in relazione al buon andamento del mercato dei servizi petroliferi

› Il *ROACE adjusted* è pari al 12,8% nel 2006, in aumento rispetto al 2005 (12%)

› Gli ordini acquisiti di 11.172 milioni di euro sono aumentati di 2.777 milioni di euro rispetto al 2005 (+33,1%) in particolare all'attività *onshore*

› Il portafoglio ordini al 31 dicembre 2006 è di 13.191 milioni di euro (10.122 milioni di euro al 31 dicembre 2005)

Attività dell'anno

Tra le principali acquisizioni del 2006 si segnalano:

- il contratto EPC per conto di Saudi Aramco per la realizzazione di quattro treni di separazione di gas e greggio della capacità complessiva di 1,2 milioni di barili/giorno e *facility* di produzione, nell'ambito dello sviluppo del giacimento *onshore* Khursaniyah in Arabia Saudita;
- il contratto per la conversione di una nave petroliera in unità FPSO della capacità produttiva di 60 mila barili/giorno e di stoccaggio di 1,8 milioni barili per lo sviluppo del giacimento Gimboa nell'*offshore* profondo angolano per conto di Sonagol P&P;
- il contratto EPIC per conto di Burullus Gas Co per la realizzazione dei sistemi sottomarini per lo sfruttamento di otto nuovi pozzi nell'ambito dell'espansione dei giacimenti Scarab/Saffron e Simian, situati al largo del Delta del Nilo;
- il contratto della durata di 16 mesi per l'impiego in Nigeria della piattaforma semisommergibile di perforazione Scarabeo 7 per conto di Exxon Mobil.

Gli ordini acquisiti (11.172 milioni di euro) hanno riguardato per il 91% lavori da realizzare all'estero e per il 24% lavori assegnati da imprese di Eni. Il portafoglio ordini al 31 dicembre 2006 è di 13.191 milioni di euro (10.122 milioni di euro al 31 dicembre 2005); il 90% riguarda lavori da realizzare all'estero e il 20% lavori assegnati da imprese di Eni.

Nel febbraio 2007 è stato firmato un contratto per la costruzione di una nuova unità posatubi. La *pipelayer*, che sarà realizzata in Cina, potrà trasportare fino a 25.000 tonnellate e sarà dotata di una gru della capacità di sollevamento di 600 tonnellate.

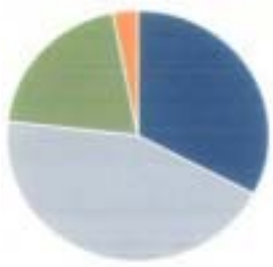
(milioni di euro)	2005	Esercizio 2006	Var. ass.	Var.%
Ordini acquisiti [a]	**8.395**	**11.172**	**2.777**	**33,1**
Offshore	3.096	**3.681**	585	18,9
Onshore	4.720	**4.923**	203	4,3
Perforazioni mare	367	**2.230**	1.863	..
Perforazioni terra	212	**338**	126	59,4
di cui:				
- Eni	887	**2.692**	1.805	..
- Terzi	7.508	**8.480**	972	12,9
di cui:				
- Italia	858	**1.050**	192	22,4
- Estero	7.537	**10.122**	2.585	34,3

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006	Var. ass.	Var.%
Portafoglio ordini [a]	**10.122**	**13.191**	**3.069**	**30,3**
Offshore	3.721	**4.283**	562	15,1
Onshore	5.721	**6.285**	564	9,9
Perforazioni mare	382	**2.247**	1.865	..
Perforazioni terra	298	**376**	78	26,2
di cui:				
- Eni	695	**2.602**	1.907	..
- Terzi	9.427	**10.589**	1.162	12,3
di cui:				
- Italia	1.209	**1.280**	71	5,9
- Estero	8.913	**11.911**	2.998	33,6

(a) Include il progetto Bonny per ammontare pari a 28 milioni di euro di acquisito e 101 milioni di euro sul portafoglio ordini.

Ordini acquisti a fine periodo

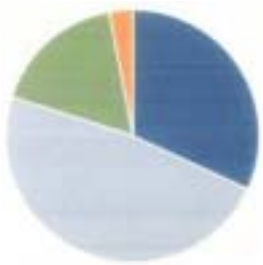
11.172 milioni di euro



33% *Offshore*
44% *Onshore*
20% Perforazioni mare
3% Perforazioni terra

Portafoglio ordini a fine periodo

13.191 milioni di euro



32% *Offshore*
48% *Onshore*
17% Perforazioni mare
3% Perforazioni terra

Investimenti tecnici

Gli investimenti del settore Ingegneria e Costruzioni (591 milioni di euro) hanno riguardato: (i) l'attività di conversione della nave cisterna Margaux in unità FPSO che opererà in Brasile sul campo di Golfinho1; (ii) gli interventi di mantenimento e *upgrading* del parco mezzi; (iii) la fabbricazione e l'installazione delle *facility* per la fase *offshore* del progetto Kashagan in Kazakhstan.

CEPAV Uno e CEPAV Due

Eni partecipa ai consorzi Cepav Uno (Eni 50,36%) e Cepav Due (Eni 52%) che nel 1991 hanno stipulato con TAV SpA due convenzioni per la realizzazione, rispettivamente, delle tratte ferroviarie ad alta capacità/velocità Milano - Bologna (in fase di realizzazione) e Milano - Verona (in fase di progettazione).

Nell'ambito del progetto di realizzazione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano - Bologna, il 27 giugno 2003 è stato stipulato un *Addendum* al contratto tra il Consorzio Cepav Uno e il committente TAV, in cui sono state ridefinite alcune condizioni contrattuali. Successivamente il Consorzio ha chiesto al committente il prolungamento dei tempi di ultimazione dei lavori e un'integrazione del corrispettivo di circa 800 milioni di euro. Il Consorzio e TAV hanno tentato di comporre amichevolmente la divergenza, interrompendo le trattative il 14 marzo 2006 a seguito delle proposte del TAV giudicate insoddisfacenti dal Consorzio. Il 27 aprile 2006 è stata notificata a TAV domanda di arbitrato, come previsto dalle clausole contrattuali. Al 31 dicembre 2006, la percentuale di avanzamento del progetto è pari al 75% del prezzo contrattuale.

Nell'ambito del progetto della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano – Verona, il Consorzio Cepav Due ha consegnato nel dicembre 2004 il progetto definitivo dell'opera sviluppato, come previsto dalla legge 443/2001 cosiddetta "Legge Obiettivo", sulla base del progetto preliminare approvato dal CIPE. Relativamente all'arbitrato intentato dal Consorzio nei confronti di TAV per ottenere il riconoscimento dei danni subiti a seguito dei ritardi imputabili a TAV nell'esecuzione delle attività di sua competenza, nel gennaio 2007 il collegio arbitrale con lodo parziale si è espresso a favore del Consorzio ribadendo il diritto al recupero dei maggiori costi sostenuti per le attività di progettazione. È in corso la consulenza tecnica ordinata dal collegio per stabilire la valutazione economica che sarà espressa nel lodo finale. È in fase di pubblicazione un decreto legge che dispone l'annullamento della Convenzione fatto salvo il riconoscimento al Consorzio dei costi finora sostenuti per la progettazione/realizzazione dell'opera.

(milioni di euro)	2005	2006	Var. ass.	Var.%
Offshore	262	**390**	128	48,9
Onshore	20	**53**	33	165,0
Perforazioni mare	46	**101**	55	119,6
Perforazioni terra	13	**36**	23	176,9
Altri investimenti	8	**11**	3	37,5
Investimenti tecnici	**349**	**591**	**242**	**69,3**

Commento ai risultati economico-finanziari

Conto economico

2004	(milioni di euro)	2005	**2006**	Var. ass.	Var. %
57.545	Ricavi della gestione caratteristica	73.728	**86.105**	12.377	16,8
1.377	Altri ricavi e proventi	798	**783**	(15)	(1,9)
(41.592)	Costi operativi	(51.918)	**(61.140)**	(9.222)	(17,8)
5	*di cui: (oneri) proventi non ricorrenti*	*(290)*	*(239)*	51	
(4.931)	Ammortamenti e svalutazioni	(5.781)	**(6.421)**	(640)	(11,1)
12.399	**Utile operativo**	16.827	**19.327**	2.500	14,9
(156)	Proventi (oneri) finanziari netti	(366)	**161**	527	..
820	Proventi netti su partecipazioni	914	**903**	(11)	(1,2)
13.063	**Utile prima delle imposte**	17.375	**20.391**	3.016	17,4
(5.522)	Imposte sul reddito	(8.128)	**(10.568)**	(2.440)	(30,0)
42,3	*Tax rate (%)*	46,8	**51,8**	5,0	
7.541	Utile netto	9.247	**9.823**	576	6,2
	di cui:				
7.059	**- utile netto di competenza Eni**	8.788	**9.217**	429	4,9
482	- utile netto di terzi azionisti	459	**606**	147	32,0

Nel 2006 Eni ha conseguito **l'utile netto *record*** di 9.217 milioni di euro, in aumento di 429 milioni di euro rispetto al 2005 (+4,9%) per effetto essenzialmente del miglioramento della *performance* operativa (+2.500 milioni di euro, +14,9%), parzialmente assorbito dalla crescita del *tax rate* di Gruppo (dal 46,8% al 51,8%). L'aumento del *tax rate* ha riguardato in particolare il settore Exploration & Production a causa: (i) dell'introduzione da parte del Governo dell'Algeria della *windfall tax* con efficacia 1° agosto 2006 (impatto di 328 milioni di euro, di cui 149 milioni di euro per imposte del periodo e 179 milioni di euro per l'adeguamento della fiscalità differita); (ii) dell'introduzione da parte del Governo del Regno Unito del *supplemental tax rate* sulle produzioni del Mare del Nord con efficacia 1° gennaio 2006 (impatto di 198 milioni di euro, di cui 107 milioni di euro per imposte del periodo e 91 milioni di euro per l'adeguamento della fiscalità differita).

2004	(milioni di euro)	2005	2006	Var. ass.	Var. %
7.059	**Utile netto di competenza Eni**	**8.788**	**9.217**	**429**	**4,9**
(281)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(759)	**33**	792	
(133)	Esclusione *special item:*	1.222	**1.162**	(60)	
5	*di cui: - oneri non ricorrenti*	*290*	*239*	*(51)*	
(138)	*- altri special item*	*932*	*923*	*(9)*	
6.645	**Utile netto *adjusted* di competenza Eni** [a]	**9.251**	**10.412**	**1.161**	**12,5**

(a) Per la definizione e la riconduzione degli utili nella configurazione *adjusted*, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli *special item*, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto ai valori *adjusted*" a pag. 66.

L'**utile netto *adjusted* di competenza Eni** del 2006, ottenuto escludendo la perdita di magazzino di 33 milioni di euro e *special item* di 1.162 milioni di euro (entrambi al netto del relativo effetto fiscale), ammonta a 10.412 milioni di euro con un aumento di 1.161 milioni di euro, rispetto al 2005, pari al 12,5%.
Gli ***special item*** hanno riguardato essenzialmente le svalutazioni di *asset* in particolare nel settore Exploration & Production, oneri ambientali e di incentivazione all'esodo, lo stanziamento di oneri a fronte dei provvedimenti delle autorità *antitrust* e di regolamentazione, nonché l'adeguamento del fondo imposte differite a fronte della *windfall tax* algerina e del *supplemental tax rate* del Regno Unito.

La **redditività del capitale investito (*ROACE*)** calcolata su base *adjusted* raggiunge il 22,7% (20,5% nel 2005).

I risultati di Eni sono stati realizzati in un contesto di mercato caratterizzato dall'aumento del prezzo del Brent del 19,8% e dei margini di vendita dei prodotti petrolchimici, i cui effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione del margine di raffinazione sul Brent (-34,4%). I margini di vendita del gas naturale sono stati sostenuti dall'andamento favorevole del cambio e dello scenario dell'energia. In media annua, l'euro si è leggermente apprezzato rispetto al dollaro (+1%).

L'analisi dell'**utile netto *adjusted*** per settore di attività [1] è riportata nella seguente tabella:

2004	(milioni di euro)	2005	2006	Var. ass.	Var. %
4.033	Exploration & Production	6.186	**7.279**	1.093	17,7
2.290	Gas & Power	2.552	**2.862**	310	12,1
674	Refining & Marketing	945	**629**	(316)	(33,4)
242	Petrolchimica	227	**174**	(53)	(23,3)
252	Ingegneria e Costruzioni	328	**400**	72	22,0
(241)	Altre attività	(297)	**(301)**	(4)	(1,3)
(86)	Corporate e società finanziarie	(142)	**54**	196	..
(37)	Eliminazione utili interni [a]	(89)	**(79)**	10	11,2
7.127		**9.710**	**11.018**	**1.308**	**13,5**
	di cui:				
482	Utile netto di terzi azionisti	459	**606**	147	32,0
6.645	**Utile netto *adjusted* di competenza Eni**	**9.251**	**10.412**	**1.161**	**12,5**

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti al 31 dicembre nel patrimonio dell'impresa acquirente.

A partire dal 1° gennaio 2006 le società consolidate Eni attive nei settori diversificati (in particolare i servizi immobiliari, i servizi assicurativi e di intermediazione finanziaria, la ricerca scientifica e la formazione) sono rappresentate nell'aggregato Corporate e società finanziarie, a eccezione della società Tecnomare rappresentata nel settore Exploration & Production (in precedenza tutte le attività diversificate erano rappresentate nell'aggregato Altre attività). L'aggregato Altre attività è costituito a oggi dalla sola Syndial SpA che gestisce attività marginali del settore petrolchimico e attività liquidatorie relative a *business*, dai quali Eni è uscita in esercizi passati. I dati del 2005 sono stati riclassificati coerentemente al 2006 per consentire fra essi un confronto omogeneo. I dati del 2004 non sono stati riclassificati.

(1) Per la definizione della modalità di calcolo degli utili netti *adjusted* per settore di attività si veda il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto ai valori *adjusted*" a pag. 66.

All'incremento dell'utile netto *adjusted* del 2006 ha contribuito il miglioramento registrato nei settori:

- **Exploration & Production** (+1.093 milioni di euro; +17,7%), per effetto del miglioramento della *performance* operativa (+2.860 milioni di euro) connesso all'incremento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +22,4%; gas naturale +17,8%) e alla crescita della produzione venduta di idrocarburi (+10,2 milioni di boe), parzialmente assorbiti dall'aumento dei costi di produzione, degli ammortamenti, dei costi di ricerca esplorativa, nonché dagli impatti del cambio e della crescita del *tax rate* (dal 51,8% al 53,9%);
- **Gas & Power** (+310 milioni di euro; +12,1%), per effetto essenzialmente del miglioramento della *performance* operativa (+351 milioni di euro) che riflette in particolare l'aumento dei margini di vendita del gas per l'andamento dello scenario e il minore impatto della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, nonché la crescita dei volumi venduti di gas naturale delle società consolidate (+3,14 miliardi di metri cubi, pari al 3,8%) e dei volumi del trasporto estero. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla minore *performance* operativa del trasporto Italia, in relazione all'impatto del regime tariffario della delibera n.166/2005 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, della distribuzione, in relazione al calo dei volumi. All'incremento dell'utile netto *adjusted* ha contribuito anche il miglioramento gestionale delle partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto;
- **Ingegneria e Costruzioni** (+72 milioni di euro; +22%), dovuto al miglioramento della *performance* operativa connesso al buon andamento del mercato dei servizi petroliferi.

Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dell'utile netto *adjusted* nel settore **Refining & Marketing** (-316 milioni di euro; -33,4%) per effetto del peggioramento della *performance* operativa (-424 milioni di euro) penalizzata dall'andamento negativo dello scenario di raffinazione e del cambio, nonché dal programma di manutenzioni che ha determinato maggiori fermate delle raffinerie. Il risultato dell'attività commerciale Italia è in flessione per l'effetto del clima mite che ha penalizzato la domanda dei prodotti a uso riscaldamento nel quarto trimestre.

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

2004	(milioni di euro)	2005	**2006**	Var. ass.	Var. %
15.346	Exploration & Production	22.531	**27.173**	4.642	20,6
17.302	Gas & Power	22.969	**28.368**	5.399	23,5
26.089	Refining & Marketing	33.732	**38.210**	4.478	13,3
5.331	Petrolchimica	6.255	**6.823**	568	9,1
5.696	Ingegneria e Costruzioni	5.733	**6.979**	1.246	21,7
1.279	Altre attività	863	**823**	(40)	(4,6)
851	Corporate e società finanziarie	1.239	**1.174**	(65)	(5,2)
(14.349)	Elisioni di consolidamento	(19.594)	**(23.445)**	(3.851)	..
57.545		**73.728**	**86.105**	**12.377**	**16,8**

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel 2006 (86.105 milioni di euro) sono aumentati di 12.377 milioni di euro rispetto al 2005 (+16,8%) per effetto essenzialmente dell'aumento dei prezzi dei prodotti nei principali settori di attività, nonché della crescita dei volumi venduti di idrocarburi di produzione, di gas naturale e dei livelli di attività nel settore Ingegneria e Costruzioni. Tali fattori positivi sono stati parzialmente attenuati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+1%).

I ricavi del settore Exploration & Production (27.173 milioni di euro) sono aumentati di 4.642 milioni di euro (+20,6%) per effetto essenzialmente dell'incremento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +22,4%; gas naturale +17,8%) e della crescita della produzione venduta di idrocarburi (+10,2 milioni di boe). Questi effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Gas & Power (28.368 milioni di euro) sono aumentati di 5.399 milioni di euro (+23,5%) per effetto essenzialmente dell'aumento del prezzo del gas naturale, in relazione in particolare all'andamento dello scenario, della crescita dei volumi venduti di gas naturale delle società consolidate (+3,14 miliardi di metri cubi, pari al 3,8%) e della produzione venduta di energia elettrica (+2,05 terawattora, pari al 9%).

I ricavi del settore Refining & Marketing (38.210 milioni di euro) sono aumentati di 4.478 milioni di euro (+13,3%) per effetto essenzialmente dell'aumento delle quotazioni dei greggi e dei prodotti petroliferi.

I ricavi del settore Petrolchimica (6.823 milioni di euro) sono aumentati di 568 milioni di euro (+9,1%) per effetto essenzialmente dell'incremento dei prezzi medi di vendita dei prodotti.

I ricavi del settore Ingegneria e Costruzioni (6.979 milioni di euro) sono aumentati di 1.246 milioni di euro (+21,7%) per effetto della crescita dei livelli di attività nei *business Offshore* e *Onshore*, nonché del maggior tasso di utilizzo dei mezzi e delle maggiori tariffe nel *business* Perforazioni Mare.

Altri ricavi e proventi

L'analisi degli altri ricavi e proventi è riportata nella seguente tabella:

2004	(milioni di euro)	2005	**2006**	Var. ass.
407	Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali	71	**100**	29
93	Locazioni e affitti di azienda	102	**98**	(4)
43	Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	114	**61**	(53)
87	Risarcimento danni	89	**40**	(49)
61	Differenziali su contratti derivati su *commodity*			
686	Altri proventi (*)	422	**484**	62
1.377		**798**	**783**	**(15)**

(*) Di ammontare unitario inferiore a 25 milioni di euro.

Costi operativi

2004	(milioni di euro)	2005	2006	Var. ass.	Var. %
38.347	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	48.567	**57.490**	8.923	18,4
5	di cui: - *oneri non ricorrenti*	*290*	**239**	*(51)*	
298	- *altri special item*	*1.300*	**390**	*(910)*	
3.245	Costo lavoro	3.351	**3.650**	299	8,9
65	*di cui:* - *oneri per incentivazione all'esodo*	*79*	**178**	*99*	
41.592		51.918	61.140	9.222	17,8

I **costi operativi** sostenuti nel 2006 (61.140 milioni di euro) aumentano di 9.222 milioni di euro rispetto al 2005, pari al 17,8%, per effetto essenzialmente: (i) dell'incremento del costo di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche, nonché del gas naturale; sui costi di approvvigionamento del gas hanno inciso i maggiori oneri connessi all'emergenza climatica del primo trimestre 2006; (ii) dei maggiori costi operativi nel settore Exploration & Production; in particolare l'aumento dei costi operativi è dovuto alla crescente incidenza dei progetti di sviluppo in ambienti estremi e a fenomeni inflativi; (iii) dei maggiori costi di manutenzione delle raffinerie. Questi aumenti sono stati parzialmente compensati dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

I costi operativi includono **oneri non ricorrenti** di 239 milioni di euro nel 2006 relativi essenzialmente allo stanziamento di oneri a fronte di provvedimenti delle autorità *antitrust* e di regolamentazione; nel 2005 gli oneri non ricorrenti di 290 milioni di euro riguardarono lo stanziamento di un onere a fronte di una multa inflitta dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

Gli altri *special item* inclusi nei costi operativi del 2006 (390 milioni di euro) sono relativi essenzialmente allo stanziamento di oneri ambientali (292 milioni di euro) in particolare nella Syndial e nel settore Refining & Marketing; nel 2005 gli altri *special item* di 1.300 milioni di euro riguardarono essenzialmente oneri ambientali (835 milioni di euro), in particolare nella Syndial e nel settore Refining & Marketing, e stanziamenti a fondi rischi e spese future (379 milioni di euro), connessi in particolare agli oneri assicurativi in relazione alla circostanza che nel 2005 vennero rilevati l'extrapremio e l'adeguamento del fondo rischi e spese future alla stima della maggiorazione dei premi attesi in futuro dalla mutua assicurazione Oil Insurance Ltd per effetto dell'elevata sinistrosità verificatasi nel biennio 2004-2005.

Il **costo lavoro** (3.650 milioni di euro) è aumentato di 299 milioni di euro (+8,9%) per effetto essenzialmente dell'incremento dei costi per icentivazione all'esodo (99 milioni di euro), delle ordinarie dinamiche retributive e dell'incremento dell'occupazione media all'estero, prevalentemente nel settore Ingegneria e Costruzioni. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dell'occupazione media in Italia.

Ammortamenti e svalutazioni

2004	(milioni di euro)	2005	2006	Var. ass.	Var. %
3.047	Exploration & Production	3.945	**4.646**	701	17,8
637	Gas & Power	684	**687**	3	0,4
465	Refining & Marketing	462	**434**	(28)	(6,1)
114	Petrolchimica	118	**124**	6	5,1
184	Ingegneria e Costruzioni	176	**195**	19	10,8
45	Altre attività	16	**6**	(10)	(62,5)
106	Corporate e società finanziarie	112	**70**	(42)	(37,5)
	Eliminazione utili interni	(4)	**(9)**	(5)	..
4.598	**Totale ammortamenti**	5.509	6.153	644	11,7
333	Svalutazioni	272	268	(4)	(1,5)
4.931		5.781	6.421	640	11,1

Gli **ammortamenti** (6.153 milioni di euro) sono aumentati di 644 milioni di euro rispetto al 2005 (+11,7%) essenzialmente nel settore Exploration & Production (701 milioni di euro), in relazione ai maggiori costi di ricerca esplorativa, al costo più elevato degli investimenti di sviluppo dei nuovi giacimenti e di mantenimento

del livello produttivo dei giacimenti maturi, nonché all'aumento delle produzioni.
Le **svalutazioni** rilevate nel 2006 (268 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente *asset* minerari nel settore Exploration & Production, immobilizzazioni immateriali nel settore Gas & Power e impianti nel settore Petrolchimica.

Utile operativo

2004	(milioni di euro)	2005	**2006**	Var. ass.	Var. %
12.399	Utile operativo	**16.827**	**19.327**	**2.500**	**14,9**
(448)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(1.210)	**88**	1.298	
631	Esclusione *special item*:	1.941	**1.075**	(866)	
5	*di cui: - oneri (proventi) non ricorrenti*	*290*	***239***	*(51)*	
626	*- altri special item*	*1.651*	***836***	*(815)*	
12.582	**Utile operativo *adjusted***	**17.558**	**20.490**	**2.932**	**16,7**
	Dettaglio per settore di attività:				
8.202	Exploration & Production	12.903	**15.763**	2.860	22,2
3.448	Gas & Power	3.531	**3.882**	351	9,9
923	Refining & Marketing	1.214	**790**	(424)	(34,9)
263	Petrolchimica	261	**219**	(42)	(16,1)
215	Ingegneria e Costruzioni	314	**508**	194	61,8
(223)	Altre attività	(296)	**(299)**	(3)	(1,0)
(187)	Corporate e società finanziarie	(228)	**(240)**	(12)	(5,3)
(59)	Eliminazione utili interni	(141)	**(133)**	8	..
12.582		**17.558**	**20.490**	**2.932**	**16,7**

L'**utile operativo *adjusted***, che esclude la perdita di magazzino di 88 milioni di euro e *special item* di 1.075 milioni di euro, ammonta a 20.490 milioni di euro con un aumento di 2.932 milioni di euro rispetto al 2005, pari al 16,7%. L'incremento si riferisce in particolare ai settori: (i) Exploration & Production (+2.860 milioni di euro, +22,2%) la cui *performance* operativa ha beneficiato dell'aumento dei prezzi di realizzo e della crescita della produzione venduta di idrocarburi (+10,2 milioni di boe, pari all'1,7%), parzialmente assorbiti dai maggiori costi operativi, ammortamenti di sviluppo e costi di ricerca esplorativa; (ii) Gas & Power (+351 milioni di euro, +9,9%) per effetto dei maggiori margini di vendita del gas naturale, del minore impatto della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e della crescita dei volumi venduti di gas naturale delle società consolidate (+3,14 miliardi di metri cubi, +3,8%); (iii) Ingegneria e Costruzioni (+194 milioni di euro, +61,8%) per effetto del buon andamento del mercato dei servizi petroliferi. Questi aumenti sono stati parzialmente compensati dalla flessione registrata nel settore Refining & Marketing (-424 milioni di euro, pari al 34,9%) per effetto dell'andamento negativo dello scenario di raffinazione e dell'impatto delle fermate delle raffinerie per manutenzioni programmate.

Proventi (oneri) finanziari netti

(milioni di euro)	2005	**2006**	Var. ass
Proventi (oneri) su contratti derivati	(386)	**383**	769
Differenze nette di cambio	169	**(152)**	(321)
Interessi attivi verso banche	60	**194**	134
Oneri su debiti finanziari a breve e lungo temine	(420)	**(462)**	(42)
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	(109)	**(116)**	(7)
Altri oneri e proventi finanziari	161	**198**	37
	(525)	**45**	**570**
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	159	**116**	(43)
	(366)	**161**	**527**

I **proventi finanziari** netti di 161 milioni di euro sono aumentati di 527 milioni di euro rispetto al 2005 quando furono rilevati oneri finanziari netti di 366 milioni di euro. Il miglioramento riflette: (i) la variazione positiva della valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati rilevata a conto economico anziché correlarla alle attività, passività e impegni cui si riferisce perché i relativi contratti non soddisfano le condizioni formali per essere qualificati come di copertura ai fini IFRS; (ii) i maggiori proventi connessi all'incremento delle disponibilità medie, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto dei maggiori tassi d'interesse sui finanziamenti in dollari (Libor +1,7 punti percentuali) e in euro (Euribor +0,9 punti percentuali).

Proventi netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi su partecipazioni per l'esercizio 2006 è illustrata nella seguente tabella:

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria e Costruzioni	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	28	509	194	66	**795**
Dividendi	68	3	26		**98**
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	(6)	21			**18**
Altri proventi netti	(5)	(7)			**(8)**
	85	**526**	**220**	**66**	**903**

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a 903 milioni di euro e riguardano: (i) le quote di competenza dei risultati netti di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (795 milioni di euro), in particolare nei settori Gas & Power e Refining & Marketing, compresa la plusvalenza (73 milioni di euro in quota Eni) rilevata dalla Galp Energia SGPS SA sulla cessione di *asset* regolati a Rede Electrica National, classificata come *special item*; (ii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (98 milioni di euro, di cui 57 milioni relativi alla Nigeria LNG); (iii) le plusvalenze nette realizzate nella cessione di partecipazioni (18 milioni di euro).

Il confronto rispetto all'esercizio precedente è riportato nella tabella seguente:

2004	(milioni di euro)	2005	**2006**	Var. ass.
332	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	737	**795**	58
72	Dividendi	33	**98**	65
129	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	171	**18**	(153)
287	Altri proventi netti	(27)	**(8)**	19
820		914	**903**	(11)

La diminuzione dei proventi netti su partecipazioni di 11 milioni di euro è dovuta essenzialmente alle minori plusvalenze su cessione, in relazione in particolare alla circostanza che nel 2005 venne rilevata la plusvalenza sulla cessione della Italiana Petroli SpA (132 milioni di euro), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal miglioramento dei risultati delle partecipate Unión Fenosa Gas e Blue Stream Pipeline Co del settore Gas & Power, nonché dai maggiori dividendi distribuiti dalla Nigeria LNG.

Imposte sul reddito

(milioni di euro)	2005	2006	Var. ass
Utile ante imposte			
Italia	5.779	5.566	(213)
Estero	11.596	14.825	3.229
	17.375	20.391	3.016
Imposte sul reddito			
Italia	2.206	2.237	31
Estero	5.922	8.331	2.409
	8.128	10.568	2.440
Tax rate (%)			
Italia	38,2	40,2	2,0
Estero	51,1	56,2	5,1
	46,8	51,8	5,0

Le **imposte sul reddito** (10.568 milioni di euro) aumentano di 2.440 milioni di euro, a seguito essenzialmente dell'aumento dell'utile prima delle imposte di 3.016 milioni di euro.
L'incremento di 5 punti percentuali del *tax rate* di Gruppo (dal 46,8% al 51,8%) è connesso essenzialmente: (i) all'introduzione da parte del Governo dell'Algeria della *windfall tax* con efficacia 1° agosto 2006 (impatto 328 milioni di euro, di cui 149 milioni per imposte del periodo e 179 milioni di euro per l'adeguamento della fiscalità differita); (ii) all'introduzione da parte del Governo del Regno Unito di un *supplemental tax rate* sulle produzioni del Mare del Nord con efficacia 1° gennaio 2006 (impatto 198 milioni di euro, di cui 107 milioni per imposte del periodo e 91 milioni di euro per l'adeguamento della fiscalità differita); (iii) alla definizione di un contenzioso fiscale in Venezuela.
Il *tax rate adjusted*, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto *degli special item*, è del 48,7% (46% nel 2005).

Utile di competenza di terzi azionisti

L'utile di competenza di terzi azionisti (606 milioni di euro) riguarda essenzialmente Snam Rete Gas SpA (287 milioni di euro) e Saipem (311 milioni di euro).

Risultati per settore di attività

Exploration & Production

2004	(milioni di euro)	2005	2006	Var. ass.	Var. %
8.185	**Utile operativo**	**12.592**	**15.580**	**2.988**	**23,7**
17	Esclusione *special item*:	311	183	(128)	
287	*- svalutazioni*	*247*	*231*	*(16)*	
(320)	*- plusvalenze nette su cessione di asset*		*(61)*	*(61)*	
2	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*7*	*13*	*6*	
29	*- accantonamenti a fondo rischi*	*57*		*(57)*	
19	*- altro*				
8.202	**Utile operativo *adjusted***	**12.903**	**15.763**	**2.860**	**22,2**
(85)	Oneri finanziari [a]	(80)	(59)	21	
9	Proventi netti su partecipazioni [a]	10	85	75	
(4.093)	Imposte sul reddito [a]	(6.647)	(8.510)	(1.863)	
50,4	*Tax rate (%)*	*51,8*	*53,9*	*2,1*	
4.033	**Utile netto *adjusted***	**6.186**	**7.279**	**1.093**	**17,7**
	I risultati includono:				
3.334	- ammortamenti e svalutazioni	4.101	4.776	675	16,5
563	*- di cui costi di ricerca esplorativa*	*618*	*1.075*	*457*	*73,9*

(a) I valori escludono gli *special item*.

L'**utile operativo *adjusted*** del 2006 di 15.763 di euro milioni è aumentato di 2.860 milioni di euro (+22,2%) per effetto essenzialmente: (i) dell'incremento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +22,4%; gas naturale +17,8%); (ii) della crescita della produzione venduta di idrocarburi (+10,2 milioni di boe, pari all'1,7%). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'incremento dei costi di produzione e degli ammortamenti connessi in particolare al costo più elevato degli investimenti di sviluppo dei nuovi giacimenti e di mantenimento del livello produttivo dei giacimenti maturi, nonché a fenomeni inflativi; (ii) dai maggiori costi di ricerca esplorativa; (iii) dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (circa -155 milioni di euro).

L'aumento registrato dall'**utile netto *adjusted*** del 2006 di 1.093 milioni di euro (+17,7%) è riferito essenzialmente alla migliore *performance* operativa, parzialmente compensata dall'aumento del *tax rate adjusted* (dal 51,8% al 53,9%).

Gli ***special item*** esclusi dall'utile operativo del 2006, rappresentati da oneri netti di 183 milioni di euro, si riferiscono a svalutazioni di attività minerarie in parte assorbite da plusvalenze conseguite nella vendita di *asset* minerari.

Gli *special item* esclusi dall'utile netto *adjusted* comprendono inoltre l'adeguamento del fondo imposte differite, oltre che per la modifica della fiscalità algerina, anche per l'incremento della fiscalità deciso dal Governo del Regno Unito per il *supplemental tax rate* e per la definizione di un contenzioso fiscale in Venezuela (complessivamente 342 milioni di euro).

Gas & Power

2004	(milioni di euro)	2005	2006	Var. ass.	Var. %
3.428	**Utile operativo**	**3.321**	**3.802**	**481**	**14,5**
(12)	Esclusione utile di magazzino	(127)	(67)	60	
32	Esclusione *special item*	337	147	(190)	
5	di cui: Oneri (proventi) non ricorrenti	290	55	(235)	
27	Altri *special item*:	47	92	45	
6	*- svalutazioni*	*1*	*51*	*50*	
5	*- oneri ambientali*	*31*	*44*	*13*	
10	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*8*	*37*	*29*	
18	*- accantonamenti a fondo rischi*	*6*		*(6)*	
(12)	*- altro*	*1*	*(40)*	*(41)*	
3.448	**Utile operativo *adjusted***	**3.531**	**3.882**	**351**	**9,9**
1.827	*Mercato e distribuzione*	*1.777*	*2.062*	*285*	*16,0*
1.164	*Trasporto Italia*	*1.162*	*1.087*	*(75)*	*(6,5)*
396	*Trasporto Estero*	*448*	*579*	*131*	*29,2*
61	*Generazione Elettrica*	*144*	*154*	*10*	*6,9*
31	Proventi finanziari [a]	37	16	(21)	
215	Proventi netti su partecipazioni [a]	370	489	119	
(1.404)	Imposte sul reddito [a]	(1.386)	(1.525)	(139)	
38,0	*Tax rate (%)*	*35,2*	*34,8*	*(0,4)*	
2.290	**Utile netto *adjusted***	**2.552**	**2.862**	**310**	**12,1**

(a) I valori escludono gli *special item*.

L'**utile operativo *adjusted*** di 3.882 milioni di euro è aumentato di 351 milioni di euro rispetto al 2005 (+9,9%) per effetto essenzialmente: (i) dei maggiori margini di vendita del gas naturale a seguito essenzialmente dell'andamento favorevole dei parametri energetici; (ii) del minore impatto della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas; (iii) della crescita dei volumi venduti di gas naturale (+3,14 miliardi di metri cubi, pari al 3,8%), dei volumi del trasporto estero per l'entrata a regime del gasdotto libico GreenStream e della produzione venduta di energia elettrica (+2,05 terawattora, pari al 9%). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla minore *performance* operativa del trasporto Italia, in relazione all'impatto del regime tariffario della delibera n. 166/2005 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, dalla flessione dei volumi distribui-

ti, nonché dai maggiori costi di approvvigionamento dell'emergenza climatica del primo trimestre 2006.
L'**utile netto *adjusted*** di 2.862 milioni di euro è aumentato di 310 milioni di euro rispetto al 2005 (+12,1%), beneficiando altresì del miglioramento gestionale delle partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto.
Gli ***special item*** esclusi dall'utile operativo *adjusted* di 147 milioni di euro comprendono svalutazioni di attività immateriali, accantonamenti ambientali e oneri per incentivazione all'esodo nonché oneri non ricorrenti relativi a sanzioni comminate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.
Gli *special item* esclusi dall'utile netto comprendono inoltre la quota di competenza Eni della plusvalenza rilevata dalla Galp Energia SGPS SA sulla cessione degli *asset* gas regolati a Rede Elettrica National (rilevata nel terzo trimestre).

Refining & Marketing

2004	(milioni di euro)	2005	**2006**	Var. ass.	Var. %
1.080	**Utile operativo**	**1.857**	**319**	**(1.538)**	**(82,8)**
(393)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(1.064)	215	1.279	
236	Esclusione *special item*:	421	256	(165)	
	di cui: Oneri (proventi) non ricorrenti		109	109	
236	Altri *special item*:	421	147	(274)	
21	*- svalutazioni*	*5*	*14*	*9*	
142	*- oneri ambientali*	*337*	*111*	*(226)*	
20	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*22*	*47*	*25*	
77	*- accantonamenti a fondo rischi*	*39*	*8*	*(31)*	
	- maggiorazione premi assicurativi	*30*		*(30)*	
(24)	*-altro*	*(12)*	*(33)*	*(21)*	
923	**Utile operativo *adjusted***	**1.214**	**790**	**(424)**	**(34,9)**
5	Proventi (oneri) finanziari netti [a]				
96	Proventi netti su partecipazioni [a]	231	184	(47)	
(350)	Imposte sul reddito [a]	(500)	(345)	155	
34,2	*Tax rate (%)*	*35,6*	*35,4*	*0,8*	
674	**Utile netto *adjusted***	**945**	**629**	**(316)**	**(33,4)**

(a) I valori escludono gli *special item*.

L'**utile operativo *adjusted*** di 790 milioni di euro è diminuito di 424 milioni di euro rispetto al 2005 (-34,9%) a causa essenzialmente: (i) della riduzione del risultato dell'attività di raffinazione per effetto dell'andamento dello scenario e del cambio, nonché dell'impatto delle fermate per maggiore attività di manutenzione programmata parzialmente compensati dalla maggiore redditività del *pool* di greggi lavorati; (ii) della flessione del risultato dell'attività commerciale in Italia connessa essenzialmente ai minori volumi venduti a causa del clima mite del quarto trimestre e alla dismissione della Italiana Petroli perfezionata nel settembre 2005. Tali fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'incremento del risultato dell'attività commerciale nel resto d'Europa dovuta alla crescita dei margini dei volumi venduti.
L'**utile netto *adjusted*** di 629 milioni di euro è diminuito di 316 milioni di euro rispetto al 2005 (-33,4%) per effetto essenzialmente della riduzione dell'utile operativo.
Gli ***special item*** di 256 milioni di euro riguardano essenzialmente oneri non ricorrenti relativi a una sanzione comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato, nonché oneri ambientali e oneri per incentivazione all'esodo.

Petrolchimica

2004	(milioni di euro)	2005	**2006**	Var. ass.	Var. %
320	**Utile operativo**	**202**	**172**	**(30)**	**(14,9)**
(43)	Esclusione utile di magazzino	(19)	(60)	(41)	
(14)	Esclusione *special item:*	78	107	29	
	di cui: Oneri (proventi) non ricorrenti		13	13	
(14)	Altri *special item:*	78	94	16	
3	*- svalutazioni*	29	50	21	
6	*- oneri per incentivazione all'esodo*	4	19	15	
3	*- accantonamenti a fondo rischi*	36	31	(5)	
	- maggiorazione premi assicurativi	17		(17)	
(26)	*-altro*	(8)	(6)	2	
263	**Utile operativo *adjusted***	**261**	**219**	**(42)**	**(16,1)**
2	Proventi netti su partecipazioni [a]	3	2	(1)	
(23)	Imposte sul reddito [a]	(37)	(47)	(10)	
242	**Utile netto *adjusted***	**227**	**174**	**(53)**	**(23,3)**

(a) I valori escludono gli *special item*.

L'**utile operativo *adjusted*** del 2006 di 219 milioni di euro diminuisce di 42 milioni di euro (-16,1%) rispetto al 2005 per effetto essenzialmente della riduzione dei margini di vendita dei prodotti nella prima parte dell'anno, registrata in tutti i *business* a eccezione del polietilene, dovuta all'incremento del costo della carica petrolifera più accentuato di quello registrato dai prezzi di vendita, nonché dell'impatto sulle produzioni derivante dall'incidente occorso alla raffineria di Priolo a fine aprile. Questi fattori sono stati parzialmente compensati dall'effetto positivo del mix di vendita, nonché dal miglioramento della *performance* industriale e commerciale.

Gli ***special item*** di 107 milioni di euro riguardano essenzialmente oneri non ricorrenti relativi a una sanzione comminata dall'Autorità *antitrust* europea, nonché svalutazioni di impianti e accantonamenti al fondo rischi.

Ingegneria e Costruzioni

2004	(milioni di euro)	2005	**2006**	Var. ass.	Var. %
203	**Utile operativo**	**307**	**505**	**198**	**64,5**
12	Esclusione *special item:*	7	3	(4)	
10	*- oneri per incentivazione all'esodo*	3	2	(1)	
	- svalutazioni	4	1	(3)	
1	*- accantonamenti a fondo rischi*				
1	*- altro*				
215	**Utile operativo *adjusted***	**314**	**508**	**194**	**61,8**
118	Proventi netti su partecipazioni [a]	141	66	(75)	
(81)	Imposte sul reddito [a]	(127)	(174)	(47)	
252	**Utile netto *adjusted***	**328**	**400**	**72**	**22,0**

(a) I valori escludono gli *special item*.

L'**utile operativo *adjusted*** del 2006 di 508 milioni di euro è aumentato di 194 milioni di euro rispetto al 2005 (+61,8%). In particolare l'aumento del risultato è stato ottenuto nelle aree: (i) *Offshore*, a seguito della maggiore attività nell'area del Caspio e in Nigeria; (ii) Perforazioni mare, a seguito dell'aumento delle tariffe che ha interessato la piattaforma semisommergibile Scarabeo 3 e Scarabeo 5 e della maggiore operatività del jack-up Perro Negro 5 e della piattaforma semisommergibile Scarabeo 4; (iii) *Onshore*, a seguito dell'incremento del volume d'affari connesso essenzialmente all'avvio di alcuni grandi progetti acquisiti nel 2005.

L'**utile netto *adjusted*** di 400 milioni di euro aumenta di 72 milioni di euro rispetto al 2005 (+22%) per effetto della migliore *performance* operativa in parte assorbita dalle perdite delle entità collegate.

Altre attività

2004	(milioni di euro)	2005	2006	Var. ass.	Var. %
(395)	**Utile operativo**	**(934)**	**(622)**	**312**	**33,4**
172	Esclusione *special item:*	638	323	(315)	
	di cui: Oneri (proventi) non ricorrenti		62	62	
172	Altri *special item:*	638	261	(377)	
84	*- oneri ambientali*	*413*	*126*	*(287)*	
15	*- accantonamenti a fondo rischi*	*130*	*75*	*(55)*	
19	*- svalutazioni*	*75*	*22*	*(53)*	
6	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*6*	*17*	*11*	
48	*- altro*	*14*	*21*	*7*	
(223)	**Utile operativo *adjusted***	**(296)**	**(299)**	**(3)**	**(1,0)**
	Oneri finanziari [a]		(7)	(7)	
4	Proventi netti su partecipazioni [a]	(1)	5	6	
(22)	Imposte sul reddito [a]				
(241)	**Utile netto *adjusted***	**(297)**	**(301)**	**(4)**	**(1,3)**

(a) I valori escludono gli *special item*.

La **perdita operativa *adjusted*** di 299 milioni di euro è in linea con il 2005.
Gli ***special item*** esclusi dall'utile operativo di 323 milioni di euro (638 milioni di euro nel 2005) si riferiscono in particolare ad accantonamenti per oneri ambientali e a fondi rischi, nonché a oneri non ricorrenti relativi a una sanzione comminata dall'Autorità *antitrust* europea.

Corporate e società finanziarie

2004	(milioni di euro)	2005	2006	Var. ass.	Var. %
(363)	**Utile operativo**	**(377)**	**(296)**	**81**	**21,5**
176	Esclusione *special item:*	149	56	(93)	
11	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*29*	*43*	*14*	
91	*- accantonamenti a fondo rischi*	*64*	*11*	*(53)*	
72	*- oneri ambientali*	*54*		*(54)*	
	- svalutazioni	*2*		*(2)*	
2	*- altro*		*2*		
(187)	**Utile operativo *adjusted***	**(228)**	**(240)**	**(12)**	**(5,3)**
(107)	Proventi (oneri) finanziari netti [a]	(296)	205	501	
(14)	Proventi netti su partecipazioni [a]	23		(23)	
222	Imposte sul reddito [a]	359	89	(270)	
(86)	**Utile netto *adjusted***	**(142)**	**54**	**196**	...

(a) I valori escludono gli *special item*.

L'aggregato Corporate e società finanziarie ha registrato la **perdita operativa *adjusted*** di 240 milioni di euro (228 milioni di euro nel 2005) che esclude ***special item*** di 56 milioni di euro (149 milioni di euro nel 2005) riferiti in particolare a oneri per incentivazione all'esodo.
L'**utile netto *adjusted*** di 54 milioni di euro è aumentato di 196 milioni di euro rispetto al 2005, per effetto essenzialmente del miglioramento della gestione finanziaria connessa in particolare alla variazione positiva della valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati e ai maggiori proventi connessi all'incremento delle disponibilità medie.

NON-GAAP *Measures*

Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*

Il *management* Eni valuta la *performance* del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted* ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto gli *special item*, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto di settore, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi alla valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati non di copertura e le differenze di cambio.
L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto *adjusted* è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota del 33% prevista dalla normativa fiscale italiana.
L'utile operativo e l'utile netto *adjusted* non sono previsti né dagli IFRS, né dagli U.S. GAAP. Il *management* ritiene che tali misure di *performance* consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei *business*, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali.
L'utile netto *adjusted* di settore è utilizzato dal *management* nel calcolo della redditività del capitale investito netto di settore (*ROACE* di settore).

Di seguito sono descritte le componenti che sono escluse dal calcolo dei risultati *adjusted*.

L'utile/perdita di magazzino deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS, costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o di diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo.

Le componenti reddituali sono classificate tra gli *special item*, se significative, quando: (i) derivano da eventi od operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; oppure (ii) derivano da eventi od operazioni non rappresentativi della normale attività del *business*, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di *asset*, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. In applicazione della delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 le componenti reddituali derivanti da eventi od operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del *management* e nell'informativa finanziaria.

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto *adjusted* di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Inoltre sono esclusi gli oneri/proventi relativi alla valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati non di copertura e le differenze di cambio. Pertanto restano inclusi nell'utile netto *adjusted* di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli *asset* finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accreation *discount* di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production). Gli oneri/proventi finanziari, al netto della fiscalità correlata, esclusi dall'utile netto *adjusted* dei settori di attività sono stati allocati sull'aggregato Corporate e società finanziarie.

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto *adjusted* a livello di settore di attività e di Gruppo e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

(milioni di euro)

2006	E&P	G&P	R&M	Petrolchimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	**15.580**	**3.802**	**319**	**172**	**505**	**(622)**	**(296)**	**(133)**	**19.327**
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(67)	215	(60)					88
Esclusione *special item*									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		**55**	**109**	**13**		**62**			**239**
Altri *special item:*	**183**	**92**	**147**	**94**	**3**	**261**	**56**		**836**
oneri ambientali		44	111			126	11		292
svalutazioni	231	51	14	50	1	22			369
plusvalenze nette su cessioni di *asset*	(61)								(61)
accantonamenti a fondo rischi			8	31		75			114
oneri per incentivazione all'esodo	13	37	47	19	2	17	43		178
altro		(40)	(33)	(6)		21	2		(56)
***Special item* dell'utile operativo**	**183**	**147**	**256**	**107**	**3**	**323**	**56**		**1.075**
Utile operativo *adjusted*	**15.763**	**3.882**	**790**	**219**	**508**	**(299)**	**(240)**	**(133)**	**20.490**
Proventi (oneri) finanziari netti (*)	(59)	16				(7)	205		155
Proventi netti su partecipazioni (*)	85	489	184	2	66	5			831
Imposte sul reddito (*)	(8.510)	(1.525)	(345)	(47)	(174)		89	54	(10.458)
Tax rate (%)	*53,9*	*34,8*	*35,4*						*48,7*
Utile netto *adjusted*	**7.279**	**2.862**	**629**	**174**	**400**	**(301)**	**54**	**(79)**	**11.018**
di cui:									
- utile netto di terzi azionisti									606
- **utile netto *adjusted* di competenza Eni**									**10.412**
Utile netto di competenza Eni									**9.217**
Esclusione (utile) perdita di magazzino									33
Esclusione *special item:*									1.162
- oneri (proventi) non ricorrenti									*239*
- altri special item									*923*
Utile netto *adjusted* di competenza Eni									**10.412**

(*) I valori escludono gli *special item*.

(milioni di euro)

2005	E&P	G&P	R&M	Petrolchimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	**12.592**	**3.321**	**1.857**	**202**	**307**	**(934)**	**(377)**	**(141)**	**16.827**
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(127)	(1.064)	(19)					(1.210)
Esclusione *special item*									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		**290**							**290**
Altri *special item:*	**311**	**47**	**421**	**78**	**7**	**638**	**149**		**1.651**
oneri ambientali		31	337			413	54		835
svalutazioni	247	1	5	29	4	75	2		363
accantonamenti a fondo rischi			39	36		126			201
maggiorazione premi assicurativi	57	6	30	17		4	64		178
oneri per incentivazione all'esodo	7	8	22	4	3	6	29		79
altro		1	(12)	(8)		14			(5)
***Special item* dell'utile operativo**	***311***	***337***	***421***	***78***	***7***	***638***	***149***		***1.941***
Utile operativo *adjusted*	12.903	3.531	1.214	261	314	(296)	(228)	(141)	17.558
Proventi (oneri) finanziari netti (*)	(80)	37					(296)		(339)
Proventi netti su partecipazioni (*)	10	370	231	3	141	(1)	23		777
Imposte sul reddito (*)	(6.647)	(1.386)	(500)	(37)	(127)		359	52	(8.286)
Tax rate (%)	*51,8*	*35,2*	*34,6*						*46,0*
Utile netto *adjusted*	**6.186**	**2.552**	**945**	**227**	**328**	**(297)**	**(142)**	**(89)**	**9.710**
di cui:									
- utile netto di terzi azionisti									459
- utile netto *adjusted* di competenza Eni									**9.251**
Utile netto di competenza Eni									**8.788**
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(759)
Esclusione *special item:*									1.222
- oneri (proventi) non ricorrenti									*290*
- altri special item									*932*
Utile netto *adjusted* di competenza Eni									**9.251**

(*) I valori escludono gli *special item*.

(milioni di euro)

2004	E&P	G&P	R&M	Petrolchimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	**8.185**	**3.428**	**1.080**	**320**	**203**	**(395)**	**(346)**	**(59)**	**12.399**
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(12)	(393)	(43)					(448)
Esclusione *special item*									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		**5**							**5**
Altri *special item:*	**17**	**27**	**236**	**(14)**	**12**	**172**	**176**		**626**
oneri ambientali		5	142			84	72		303
svalutazioni	287	6	21	3		19			336
plusvalenze nette su cessioni di *asset*	(320)								(320)
accantonamenti a fondo rischi	29	18	77	3	1	15			143
maggiorazione premi assicurativi							91		91
oneri per incentivazione all'esodo	2	10	20	6	10	6	11		65
altro	19	(12)	(24)	(26)	1	48	2		8
Special item dell'utile operativo	***17***	***32***	***236***	***(14)***	***12***	***172***	***176***		***631***
Utile operativo *adjusted*	8.202	3.448	923	263	215	(223)	(187)	(59)	12.582
Proventi (oneri) finanziari netti (*)	(85)	31	5				(107)		(156)
Proventi netti su partecipazioni (*)	9	215	96	2	118	4	(14)		430
Imposte sul reddito (*)	(4.093)	(1.404)	(350)	(23)	(81)	(22)	222	22	(5.729)
Tax rate (%)	*50,4*	*38,0*	*34,2*						*44,6*
Utile netto *adjusted*	**4.033**	**2.290**	**674**	**242**	**252**	**(241)**	**(88)**	**(37)**	**7.127**
di cui:									
- utile netto di terzi azionisti									482
- utile netto *adjusted* di competenza Eni									**6.645**
Utile netto di competenza Eni									**7.059**
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(281)
Esclusione *special item:*									(133)
- oneri (proventi) non ricorrenti									*5*
- altri special item									*(138)*
Utile netto *adjusted* di competenza Eni									**6.645**

(*) I valori escludono gli *special item*.

Dettaglio degli *special item*

2004	(milioni di euro)	2005	2006	Var. ass.
5	Oneri (proventi) non ricorrenti	290	239	(51)
626	Altri *special item*	1.651	836	(815)
303	oneri ambientali	835	292	(543)
336	svalutazioni	363	369	6
(320)	plusvalenze nette su cessione di *asset*		(61)	(61)
234	accantonamenti a fondo rischi	379	114	(265)
91	*di cui:* maggiorazione premi assicurativi	178		(178)
65	oneri per incentivazione all'esodo	79	178	99
8	altro	(5)	(56)	(51)
631	*Special item* dell'utile operativo	1.941	1.075	(866)
	Oneri (proventi) finanziari	27	(6)	(33)
(390)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(137)	(72)	65
	di cui: plusvalenza dismissione Italiana Petroli (IP)	*(132)*		*132*
	plusvalenza Galp Energia SGPS SA per cessione di asset regolati a Rede Electrica National		*(73)*	*(73)*
(308)	*plusvalenze sulla cessione di quote di minoranza di Snam Rete Gas*			
(374)	Imposte sul reddito	(609)	165	774
	di cui: supplemental tax rate UK		91	91
	windfall tax Algeria		179	179
	contenzioso fiscale in Venezuela		77	77
(133)	Totale *special item* dell'utile netto	1.222	1.162	(60)

Stato patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio pubblicato nel bilancio e nella relazione semestrale secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il *management* ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal *management* per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (*ROACE*) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (*leverage*).

Stato patrimoniale riclassificato[a]

(milioni di euro)	31.12.2005	30.09.2006	31.12.2006	Var. ass. vs 31.12.2005	Var. ass. vs 30.09.2006
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	45.013	43.408	**44.312**	(701)	904
Altre immobilizzazioni		656	**629**	629	(27)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.194	1.962	**1.827**	(367)	(135)
Attività immateriali	3.194	3.285	**3.753**	559	468
Partecipazioni	4.311	4.234	**4.246**	(65)	12
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	775	640	**557**	(218)	(83)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.196)	(912)	**(1.090)**	106	(178)
	54.291	**53.273**	**54.234**	**(57)**	**961**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	3.563	4.440	**4.752**	1.189	312
Crediti commerciali	14.101	12.858	**15.230**	1.129	2.372
Debiti commerciali	(8.170)	(8.136)	**(10.528)**	(2.358)	(2.392)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(4.857)	(6.867)	**(5.396)**	(539)	1.471
Fondi per rischi e oneri	(7.679)	(7.741)	**(8.614)**	(935)	(873)
Altre attività (passività) d'esercizio [b]	(526)	(553)	**(641)**	(115)	(88)
	(3.568)	**(5.999)**	**(5.197)**	**(1.629)**	**802**
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.031)	(1.054)	**(1.071)**	(40)	(17)
Capitale investito netto	**49.692**	**46.220**	**47.966**	**(1.726)**	**1.746**
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	39.217	42.370	**41.199**	1.982	(1.171)
Indebitamento finanziario netto	10.475	3.850	**6.767**	(3.708)	2.917
Coperture	**49.692**	**46.220**	**47.966**	**(1.726)**	**1.746**

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" alle pag 77 e 78.
(b) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di 249 milioni di euro (492 e 261 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2005 e al 30 settembre 2006) e titoli a copertura delle riserve tecniche della Padana Assicurazioni di 417 milioni di euro (463 e 550 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2005 e al 30 settembre 2006).

L'apprezzamento dell'euro, in particolare sul dollaro, rispetto al 31 dicembre 2005 (cambio EUR/USD 1,317 al 31 dicembre 2006 contro 1,180 al 31 dicembre 2005, +11,6%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2006 una diminuzione del valore contabile del capitale investito netto di circa 2.200 milioni di euro, del patrimonio netto di circa 1.550 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di circa 650 milioni di euro .

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2006 ammonta a 47.966 milioni di euro con un decremento di 1.726 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2005.

Il **capitale immobilizzato** (54.234 milioni di euro) è sostanzialmente in linea con il 31 dicembre 2005 (54.291 milioni di euro). Gli ammortamenti e le svalutazioni di periodo (6.421 milioni di euro) e l'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro nella conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa 2.200 milioni di euro) hanno compensato gli investimenti tecnici effettuati nel periodo (7.833 milioni di euro).

Gli immobili, gli impianti e i macchinari (44.312 milioni di euro) riguardano essenzialmente i settori Exploration & Production (51,9%), Gas & Power (31,7%) e Refining & Marketing (8,6%). Il fondo ammortamento e svalutazio-

ne (49.143 milioni di euro) rappresenta il 52,6% del valore lordo degli immobili, degli impianti e dei macchinari (50,4% al 31 dicembre 2005).

Nella voce **Altre immobilizzazioni** del capitale immobilizzato sono comprese per un valore di libro di 829 milioni di dollari (pari a €629 milioni al cambio EUR/USD al 31 dicembre 2006) le immobilizzazioni dedicate al contratto di servizio relativo alle attività minerarie dell'area di Dación della *branch* venezuelana della controllata Eni Dación BV. Con effetto dal 1° aprile 2006 la compagnia petrolifera di Stato venezuelano Petróleos de Venezuela SA (PDVSA) ha comunicato a Eni Dación BV, società con sede nei Paesi Bassi, la unilaterale risoluzione di tale contratto. Conseguentemente da tale data la conduzione delle attività è stata assunta da *PDVSA*. Nel novembre 2006 Eni, ferma restando la propria disponibilità a una soluzione negoziale, ha avviato un procedimento arbitrale per tutelare i propri diritti presso l'*International Centre for Settlement of Investment Disputes* (*ICSID*), organismo della Banca Mondiale preposto alla risoluzione delle controversie in caso di violazione dei trattati bilaterali per la protezione degli investimenti, quale quello in vigore tra il Venezuela e i Paesi Bassi. In particolare sulla base dei pareri dei propri consulenti legali, Eni ritiene di aver diritto a un indennizzo corrispondente al valore di mercato del contratto di servizio terminato da *PDVSA* da determinarsi secondo la consolidata prassi internazionale sulla base dei profitti attesi per un importo corrispondente al valore attuale netto dei flussi di cassa futuri che sarebbero stati prodotti dalle attività di Dación. Eni ha stimato tale valore attuale conformemente al metodo adottato dall'industria petrolifera con riferimento alla propria quota della produzione futura del giacimento ed ai relativi costi attesi di investimento e di esercizio attualizzando i flussi di cassa con un tasso di sconto che remunera il costo del capitale e il premio per il rischio specifico delle attività in oggetto. Da tale valutazione pienamente confermata da esperti indipendenti risulta che il valore di mercato delle immobilizzazioni dedicate al contratto di Dación non è inferiore al loro valore di libro: conseguentemente le stesse non sono state oggetto di svalutazione. In base alla convenzione *ICSID*, il lodo arbitrale di un tribunale *ICSID* che riconosca ad Eni il diritto ad un indennizzo sarebbe vincolante per le parti e direttamente eseguibile al pari di una sentenza definitiva di un tribunale appartenente alla giurisdizione di ciascuno dei 143 Stati che hanno ratificato la Convenzione.

Pertanto qualora lo Stato del Venezuela rifiutasse il volontario adempimento al lodo arbitrale e il pagamento dell'indennizzo, Eni potrebbe soddisfare il proprio credito su qualunque bene dello Stato del Venezuela pressoché ovunque localizzato, salvo quanto previsto dalle leggi nazionali sulle immunità riconosciute agli stati sovrani.

Il **capitale di esercizio netto** (5.197 milioni di euro) diminuisce di 1.629 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2005 per effetto principalmente: (i) dell'aumento dei debiti tributari e del fondo imposte netto, in relazione in particolare allo stanziamento di imposte differite; (ii) dell'aumento dei fondi per rischi e oneri, in relazione alla revisione della stima del fondo abbandono pozzi e ripristino siti (essenzialmente nel settore Exploration & Production), agli stanziamenti dell'esercizio di sanzioni comminate dalle autorità regolamentari e *antitrust*, di oneri ambientali e di oneri per incentivazione all'esodo. Il capitale circolante commerciale (rimanenze e crediti/debiti commerciali) è rimasto sostanzialmente invariato.

L'incidenza dei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing sul capitale investito netto è dell'89,9% (90,9% al 31 dicembre 2005).

Return On Average Capital Employed (ROACE)

Indice di rendimento del capitale investito. Per il Gruppo è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted*, prima degli interessi di terzi azionisti e rettificato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio. L'effetto fiscale correlato agli oneri finanziari è determinato in base all'aliquota del 33% prevista dalla normativa fiscale italiana. Il capitale investito finale utilizzato per il calcolo del capitale investito netto medio è rettificato dell'utile/perdita di magazzino rilevata nell'esercizio al netto del relativo effetto fiscale. Per i settori di attività il *ROACE* è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted* e il capitale investito netto medio di competenza di ciascun settore, rettificando il capitale investito netto finale dell'utile/perdita di magazzino al netto del relativo effetto fiscale per i settori dove il fenomeno è presente.

2006 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto *adjusted*	**7.279**	**2.862**	**629**	**11.018**
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	**46**
Utile netto *adjusted unlevered*	**7.279**	**2.862**	**629**	**11.064**
Capitale investito netto				
- ad inizio periodo	20.206	18.978	5.993	**49.692**
- a fine periodo	18.590	18.864	5.766	**47.999**
Capitale investito netto medio	**19.398**	**18.921**	**5.880**	**48.846**
***ROACE adjusted* (%)**	**37,5**	**15,1**	**10,7**	**22,7**

2005 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto *adjusted*	**6.186**	**2.552**	**945**	**9.710**
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto del relativo effetto fiscale)	-	-	-	**42**
Utile netto *adjusted unlevered*	**6.186**	**2.552**	**945**	**9.752**
Capitale investito netto				
- ad inizio periodo	17.954	18.387	5.081	**45.983**
- a fine periodo	20.206	18.898	5.326	**48.933**
Capitale investito netto medio	**19.080**	**18.643**	**5.204**	**47.458**
***ROACE adjusted* (%)**	**32,4**	**13,7**	**18,2**	**20,5**

2004 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto *adjusted*	**4.033**	**2.290**	**674**	**7.127**
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto del relativo effetto fiscale)	-	-	-	**115**
Utile netto *adjusted unlevered*	**4.033**	**2.290**	**674**	**7.242**
Capitale investito netto caratteristico				
- ad inizio periodo	17.635	18.017	5.536	**45.240**
- a fine periodo	17.937	18.383	4.835	**45.724**
Capitale investito netto medio	**17.786**	**18.200**	**5.186**	**45.482**
***ROACE adjusted* (%)**	**22,7**	**12,6**	**13,0**	**15,9**

Leverage e indebitamento finanziario netto

Il *"leverage"* misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti. Il *management* Eni utilizza il *leverage* per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di *benchmark* con gli *standard* dell'industria. L'obiettivo del *management* nel medio termine è di mantenere una struttura finanziaria solida sintetizzata da un valore del *leverage* non superiore a 0,40.

(milioni di euro)	31.12.2005	30.09.2006	31.12.2006	Var. ass. vs 31.12.2005	Var. ass. vs 30.09.2006
Debiti finanziari e obbligazionari	12.998	11.006	**11.699**	(1.299)	693
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.333)	(6.459)	**(3.985)**	(2.652)	2.474
Titoli non strumentali all'attività operativa	(931)	(418)	**(552)**	379	(134)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(259)	(279)	**(395)**	(136)	(116)
Indebitamento finanziario netto	**10.475**	**3.850**	**6.767**	**(3.708)**	**2.917**
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	**39.217**	**42.370**	**41.199**	**1.982**	**(1.171)**
Leverage	**0,27**	**0,09**	**0,16**	**(0,11)**	**0,07**

L'**indebitamento finanziario netto** al 31 dicembre 2006 di 6.767 milioni di euro è diminuito di 3.708 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2005 per effetto essenzialmente del flusso di cassa generato dalla gestione (17.001 milioni di euro), nonché per l'impatto delle differenze di cambio da conversione. I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 11.699 milioni di euro, di cui 4.290 milioni di euro a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 890 milioni di euro) e 7.409 milioni di euro a lungo termine.

Il ***leverage*** – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti – passa dallo 0,27 al 31 dicembre 2005 allo 0,16 al 31 dicembre 2006.

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2006 è aumentato di 2.917 milioni di euro rispetto al 30 settembre 2006 (3.850 milioni di euro) per effetto essenzialmente dei fabbisogni finanziari del quarto trimestre connessi agli investimenti tecnici e in partecipazioni di 2.963 milioni di euro, al pagamento dell'acconto dividendo 2006 di 2.210 milioni di euro e all'acquisto di 4,32 milioni azioni proprie al costo di 105 milioni di euro, a fronte del flusso di cassa netto da attività di esercizio di 1.780 milioni di euro.

Prospetto delle principali variazioni del patrimonio netto

(milioni di euro)

Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2005		**39.217**
Utile netto compresi gli interessi di terzi azionisti	9.823	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(4.610)	
Acquisto di azioni proprie Eni SpA	(1.241)	
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione dei dirigenti	85	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(222)	
Effetto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di società consolidate (Snam Rete Gas/Saipem)	(306)	
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(1.537)	
Altre variazioni	(10)	
Totale variazioni		**1.982**
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2006		**41.199**

Il **patrimonio netto** al 31 dicembre 2006 (41.199 milioni di euro) è aumentato di 1.982 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2005 per effetto essenzialmente dell'utile netto del periodo prima degli interessi di terzi azionisti (9.823 milioni di euro) i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dal pagamento dei dividendi, dall'acquisto di azioni proprie e dall'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Rendiconto finanziario riclassificato e variazione dell'indebitamento finanziario netto

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema obbligatorio al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il *"free cash flow"* cioè l'avanzo o il *deficit* di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il *free cash flow* chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Rendiconto finanziario riclassificato[a]

2004	(milioni di euro)	2005	2006	Var. ass
7.541	**Utile netto**	**9.247**	**9.823**	**576**
	a rettifica:			
5.092	- ammortamenti e altri componenti non monetari	6.518	**5.753**	(765)
(793)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(220)	**(59)**	161
5.740	- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	8.471	**10.435**	1.964
17.580	**Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio**	**24.016**	**25.952**	**1.936**
(909)	Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(2.422)	**(1.024)**	1.398
(4.171)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(6.658)	**(7.927)**	(1.269)
12.500	**Flusso di cassa netto da attività di esercizio**	**14.936**	**17.001**	**2.065**
(7.499)	Investimenti tecnici	(7.414)	**(7.833)**	(419)
(316)	Investimenti in partecipazioni e imprese consolidate	(127)	**(95)**	32
1.547	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	542	**328**	(214)
97	Altre variazioni relative all'attività di investimento	293	**361**	68
6.329	***Free cash flow***	**8.230**	**9.762**	**1.532**
211	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(109)	**216**	325
(3.743)	Variazione debiti finanziari a breve e lungo	(540)	**(682)**	(142)
(3.175)	Flusso di cassa del capitale proprio	(7.284)	**(6.443)**	841
(55)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	33	**(201)**	(234)
(433)	**FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO**	**330**	**2.652**	**2.322**

Variazione indebitamento finanziario netto

2004	(milioni di euro)	2005	2006	Var. ass
6.329	***Free cash flow***	**8.230**	**9.762**	**1.532**
	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(19)		19
190	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	21	**1**	(20)
(64)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(980)	**388**	1.368
(3.175)	Flusso di cassa del capitale proprio	(7.284)	**(6.443)**	841
3.280	**VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO**	**(32)**	**3.708**	**3.740**

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" alle pag. 79 e 80.

Il flusso di cassa netto da attività di esercizio (17.001 milioni di euro) e gli incassi da dismissione (329 milioni di euro, incluso l'indebitamento finanziario netto trasferito di 1 milione di euro) hanno consentito di coprire i fabbisogni finanziari connessi: (i) agli investimenti tecnici e in partecipazioni (7.928 milioni di euro); (ii) al pagamento dei dividendi (4.832 milioni di euro); (iii) all'acquisto di azioni proprie da parte di Eni SpA (1.241 milioni di euro), della Snam Rete Gas SpA e della Saipem SpA (477 milioni di euro), nonché di ridurre l'indebitamento finanziario netto di 3.710 milioni di euro. Alla riduzione dell'indebitamento netto ha concorso anche l'effetto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa 650 milioni di euro).

Investimenti tecnici

2004	(milioni di euro)	2005	2006	Var. ass.	Var.%
4.853	Exploration & Production	4.965	**5.203**	238	4,8
1.451	Gas & Power	1.152	**1.174**	22	1,9
693	Refining & Marketing	656	**645**	(11)	(1,7)
148	Petrolchimica	112	**99**	(13)	(11,6)
186	Ingegneria e Costruzioni	349	**591**	242	69,3
49	Altre attività	48	**72**	24	50,0
119	Corporate e società finanziarie	132	**88**	(44)	(33,3)
	Eliminazione utili interni		**(39)**	(39)	..
7.499		7.414	**7.833**	419	5,7

Gli investimenti tecnici effettuati nel 2006 ammontano a 7.833 milioni di euro (7.414 milioni di euro nel 2005), di cui l'89,6% nei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing, e hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (3.629 milioni di euro), in particolare in Kazakhstan, Angola, Egitto e Italia e le attività di ricerca esplorativa (1.348 milioni di euro), in particolare in Angola, Egitto, Norvegia, Nigeria, Golfo del Messico e Italia, compresa l'acquisizione di nuove aree esplorative per un'estensione di circa 152.000 chilometri quadrati (99% in qualità di operatore);
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto e della rete di distribuzione di gas naturale in Italia (785 milioni di euro);
- il proseguimento del programma di costruzione delle centrali di generazione di energia elettrica (229 milioni di euro);
- l'attività di raffinazione, *supply* e di logistica in Italia (376 milioni di euro) per il miglioramento della flessibilità del sistema e delle rese degli impianti, tra cui l'avvio della realizzazione di una nuova unità di *hydrocracking* nella raffineria di Sannazzaro, e il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa (223 milioni di euro);
- il settore Ingegneria e Costruzioni (591 milioni di euro) per effetto della realizzazione di una nuova unità FPSO e del potenziamento dei mezzi e delle strutture logistiche;
- il settore Petrolchimica (99 milioni di euro) principalmente per interventi di mantenimento di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di legge in tema di salute e sicurezza.

Il flusso di cassa del capitale proprio (6.443 milioni di euro) ha riguardato essenzialmente il pagamento del dividendo 2005 di 2.400 milioni di euro e dell'acconto a valere sull'utile 2006 di 2.210 milioni di euro da parte di Eni SpA, il pagamento dei dividendi da parte della Snam Rete Gas SpA (161 milioni di euro) e della Saipem SpA (46 milioni di euro) e di altre società consolidate (15 milioni di euro), nonché l'acquisto di azioni proprie.

Nel periodo 1° gennaio - 31 dicembre 2006 sono state acquistate 53,13 milioni di azioni proprie per il corrispettivo di 1.241 milioni di euro (in media 23,35 euro per azione). Dalla data di inizio del programma (1° settembre 2000) sono state acquistate 335 milioni di azioni proprie, pari all'8,36% del capitale sociale, per il corrispettivo di 5.512 milioni di euro (in media 16,45 euro per azione).

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

(milioni di euro)		31.12.2005		31.12.2006	
Voci dello Stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al bilancio consolidato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			45.013		44.312
Altre immobilizzazioni					629
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			2.194		1.827
Attività immateriali			3.194		3.753
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni			4.311		4.246
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 12 "Altre attività finanziarie negoziabili o disponibii per la vendita") e nota 3 "Crediti commerciali e altri crediti")		775		557
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.196)		(1.090)
- Crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 3 "Crediti commerciali e altri crediti")	60		100	
- Crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 14 "Altre attività" non correnti)	39		2	
- Debiti per attività di investimento	(vedi nota 16 "Debiti commerciali e altri debiti")	(698)		(1.166)	
- Debiti per attività di investimento	(vedi nota 23 "Altre passività non correnti")	(597)		(26)	
Totale Capitale immobilizzato			**54.291**		**54.234**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			3.563		4.752
Crediti commerciali	(vedi nota 3 "Crediti commerciali e altri crediti")		14.101		15.230
Debiti commerciali	(vedi nota 16 "Debiti commerciali e altri debiti")		(8.170)		(10.528)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(4.857)		(5.396)
- passività per imposte correnti		(3.430)		(2.830)	
- passività per imposte differite		(4.890)		(5.852)	
- attività per imposte correnti		697		658	
- attività per imposte anticipate		1.861		1.725	
- altre attività per imposte	(vedi nota 14 "Altre attività" non correnti)	905		903	
Fondi per rischi ed oneri			(7.679)		(8.614)
Altre attività (passività) di esercizio, composte da:			(526)		(641)
- titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 2 "Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita")	465		420	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 3 "Crediti commerciali e altri crediti")	480		242	
- altri crediti	(vedi nota 3 "Crediti commerciali e altri crediti")	3.249		3.080	
- altre attività (correnti)		369		855	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 14 "Altre attività" non correnti)	51		89	
- acconti e anticipi, Altri debiti	(vedi nota 16 "Debiti commerciali e altri debiti")	(4.227)		(4.301)	
- altre passività (correnti)		(613)		(634)	
- altri debiti, Altre passività	(vedi nota 23 "Altre passività" non correnti)	(300)		(392)	
Totale Capitale di esercizio netto			**(3.568)**		**(5.197)**
Fondi per benefici ai dipendenti			**(1.031)**		**(1.071)**
CAPITALE INVESTITO NETTO			**49.692**		**47.966**

segue **Stato patrimoniale riclassificato**

(milioni di euro)

Voci dello Stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al bilancio consolidato	31.12.2005 Valori parziali da schema obbligatorio	31.12.2005 Valori da schema riclassificato	**31.12.2006** Valori parziali da schema obbligatorio	**31.12.2006** Valori da schema riclassificato
CAPITALE INVESTITO NETTO			49.692		47.966
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti			39.217		41.199
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			12.998		11.699
- Passività finanziarie a lungo termine		7.653		7.409	
- Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		733		890	
- Passività finanziarie a breve termine		4.612		3.400	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(1.333)		(3.985)
Titoli non strumentali all'attività operativa, composti da:			(931)		(552)
- altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 2 "Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita")	(903)		(552)	
- altre attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 12 "Altre attività finanziarie" non correnti)	(28)			
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa, composti da:			(259)		(395)
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 3 "Crediti commerciali e diversi")	(12)		(143)	
- altre attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 12 "Altre attività finanziarie" non correnti)	(247)		(252)	
Totale Indebitamento finanziario netto [a]			10.475		6.767
COPERTURE			49.692		47.966

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'Indebitamento finanziario netto si veda anche la nota n. 19 al bilancio consolidato.

Rendiconto finanziario riclassificato

(milioni di euro)	2005		2006	
Voci del rendiconto riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Utile netto		**9.247**		**9.823**
a rettifica:				
- ammortamenti e altri componenti non monetari		6.518		5.753
ammortamenti	5.509		6.153	
rivalutazioni nette	(288)		(386)	
variazione fondi per rischi e oneri	1.279		(86)	
variazione fondo benefici per i dipendenti	18		72	
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(220)		(59)
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		8.471		10.435
dividendi	(33)		(98)	
interessi attivi	(214)		(387)	
interessi passivi	654		346	
differenze cambio	(64)		6	
imposte sul reddito	8.128		10.568	
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio		**24.016**		**25.952**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione		(2.422)		(1.024)
rimanenze	(1.402)		(953)	
crediti commerciali e diversi	(4.413)		(1.952)	
altre attività	351		(315)	
debiti commerciali e diversi	3.030		2.146	
altre passività	12		50	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(6.658)		(7.927)
dividendi incassati	366		848	
interessi incassati	214		395	
interessi pagati	(619)		(294)	
imposte sul reddito pagate	(6.619)		(8.876)	
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		**14.936**		**17.001**
Investimenti tecnici		(7.414)		(7.833)
immobilizzazioni materiali	(6.558)		(6.138)	
immobilizzazioni immateriali	(856)		(1.695)	
Investimenti in partecipazioni e imprese consolidate		(127)		(95)
imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(73)		(46)	
partecipazioni	(54)		(42)	
acquisto di quote di imprese consolidate			(7)	
Dismissioni		542		328
immobilizzazioni materiali	99		237	
immobilizzazioni immateriali	13		12	
imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	252		8	
partecipazioni	178		36	
cessione di quote di partecipazioni in imprese consolidate			35	
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento		293		361
investimenti finanziari: titoli	(464)		(49)	
investimenti finanziari: crediti finanziari	(683)		(516)	
variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	149		(26)	
riclassifica: *investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	*231*		*178*	
disinvestimenti finanziari: titoli	369		382	
disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	804		794	
variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	9		(8)	
riclassifica: *disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	*(122)*		*(394)*	
Free cash flow		***8.230***		***9.762***

segue **Rendiconto finanziario riclassificato**

(milioni di euro)

Voci del rendiconto riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	2005		2006	
	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Free cash flow		**8.230**		**9.762**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		(109)		216
***riclassifica:** investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	(231)		(178)	
***riclassifica:** disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	122		394	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(540)		(682)
assunzione debiti finanziari non correnti	2.755		2.888	
rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.978)		(2.621)	
decremento di debiti finanziari correnti	(317)		(949)	
Flusso di cassa del capitale proprio		(7.284)		(6.443)
apporti netti di capitale proprio da/a terzi	24		22	
acquisto netto di azioni proprie diverse dalla controllante	(33)		(477)	
dividendi distribuiti a terzi	(6.288)		(4.832)	
acquisto netto di azioni proprie	(987)		(1.156)	
Variazione area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		33		(201)
effetto della variazione dell'area di consolidamento	(38)		(4)	
effetto delle differenze di cambio	71		(197)	
Flusso di cassa netto del periodo		**330**		**2.652**

Prospetto di raccordo del risultato di periodo e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

	Risultato di periodo		Patrimonio netto	
(milioni di euro)	2005	2006	31.12.2005	31.12.2006
Come da bilancio d'esercizio di Eni SpA	**6.042**	**5.821**	**26.872**	**26.935**
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di periodo, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	2.718	3.837	13.701	16.153
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(44)	(52)	1.902	1.138
- eliminazione rettifiche e accantonamenti di natura esclusivamente fiscale e uniformità dei principi contabili	863	612	(1.528)	(1.451)
- eliminazione di utili infragruppo	(40)	(207)	(2.677)	(2.878)
- imposte sul reddito differite e anticipate	(313)	(195)	849	1.244
- altre rettifiche	21	7	98	58
	9.247	**9.823**	**39.217**	**41.199**
Interessi di terzi	(459)	(606)	(2.349)	(2.170)
Come da bilancio consolidato	**8.788**	**9.217**	**36.868**	**39.029**

Altre informazioni

Indagini della Magistratura

Nel giugno 2004 la Magistratura ha avviato indagini sugli appalti commessi dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower. Di dette indagini è stata data ampia diffusione dai mezzi di comunicazione e, allo stato delle conoscenze, ne è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici della EniPower stessa a un suo dirigente che è stato subito licenziato. Alla EniPower (committente) e alla Snamprogetti (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche ex decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Nella riunione del 10 agosto 2004 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato la situazione sopra descritta e ha condiviso l'avvenuta costituzione da parte dell'Amministratore Delegato di una task force incaricata di verificare il rispetto delle procedure di Gruppo nelle modalità di affidamento degli appalti e delle forniture da parte di EniPower e Snamprogetti e nella successiva esecuzione dei lavori. Inoltre il Consiglio ha indicato alle strutture di prestare fattiva e tempestiva collaborazione agli organi giudiziari inquirenti. Dagli accertamenti effettuati non sono emerse inadeguatezze nella struttura organizzativa o carenze nel sistema di controllo interno. Per alcuni aspetti specifici, le analisi sono state effettuate anche da consulenti tecnici esterni. Eni, nell'ambito di una linea guida di fermezza e trasparenza, assumerà le deliberazioni che fossero necessarie per la costituzione di parte civile nel procedimento penale ai fini del risarcimento degli eventuali danni che fossero derivati dai comportamenti illeciti dei propri fornitori, dei loro e dei propri dipendenti. Nel frattempo è stato notificato l'atto di conclusione delle indagini preliminari in cui EniPower e Snamprogetti non rientrano tra i soggetti giuridici indagati ai sensi del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231.

Nell'ambito di un'iniziativa giudiziaria in corso che vede coinvolti due ex dirigenti di Eni, che avrebbero percepito somme di denaro per favorire la conclusione di rapporti contrattuali con società operanti nel *trading* internazionale di prodotti petroliferi, il 10 marzo 2005 la Procura della Repubblica di Roma ha notificato a Eni SpA due provvedimenti di sequestro di documentazione afferente i rapporti fra Eni e le suddette società; nel procedimento Eni è parte offesa.

Consorzio TSKJ - Indagini della SEC e di altre Autorità

La *Securities and Exchange Commission* degli USA (*SEC*) ha notificato a Eni nel giugno 2004 una richiesta di collaborazione volontaria, cui Eni ha prontamente aderito, al fine di acquisire documentazione e altri elementi informativi concernenti il consorzio TSKJ in merito alla costruzione in Nigeria (Bonny Island) di impianti di liquefazione di gas naturale. Il consorzio TSKJ è partecipato al 25% dalla Snamprogetti (Eni 43,54%) e, per la restante parte, da controllate della Halliburton/KBR, della Technip e della JGC. Le indagini della SEC riguardano presunti pagamenti impropri a pubblici ufficiali da parte della TSKJ. Snamprogetti ha avviato proprie indagini sui presunti pagamenti impropri. Su questo argomento esistono indagini anche da parte di altre Autorità.

Eni e Snamprogetti stanno fornendo alla SEC e alle altre Autorità la documentazione e le informazioni di cui sono in possesso prestando l'assistenza necessaria.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni - Programma di acquisto di azioni proprie

Informazioni in ordine ai piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni e al programma di acquisto di azioni proprie da parte di Eni SpA sono fornite nella Relazione sulla gestione del bilancio di esercizio.
In ottemperanza a quanto disposto dall'art.40, comma 2, lettera d) del D.Lgs. 127/91, si attesta che le imprese controllate di Eni SpA non detengono né sono state autorizzate dalle rispettive assemblee ad acquistare azioni della controllante.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

Evoluzione prevedibile della gestione

Le previsioni sull'andamento nel 2007 sono positive; in particolare le produzioni e le vendite dei principali settori di attività Eni avranno il seguente andamento:

- **produzione giornaliera di idrocarburi:** sullo stesso livello del 2006 (1,77 milioni di boe/giorno nel 2006), per effetto del declino produttivo dei giacimenti maturi in Italia e Mare del Nord compensato dall'aumento in Libia per il *build-up* del Western Lybia Gas Project;
- **volumi venduti di gas naturale in:** in aumento rispetto al 2006 (97,48 miliardi di metri cubi nel 2006) per effetto dell'incremento atteso nei mercati *target* del resto d'Europa, in particolare, Penisola Iberica, Germania, Austria e Francia;
- **produzione venduta di energia elettrica:** in leggero aumento rispetto al 2006 (24,82 terawattora nel 2006) per effetto dell'entrata a regime dei gruppi di potenza della centrale di Brindisi e dello *start-up* atteso della centrale di Ferrara;
- **lavorazioni in conto proprio:** in lieve flessione rispetto al 2006 (38,04 milioni di tonnellate nel 2006) per effetto essenzialmente della cessazione del contratto di lavorazione sulla raffineria di terzi di Priolo, il cui impatto sarà compensato dalle maggiori lavorazioni programmate sulle raffinerie di Gela, di Livorno e di Sannazzaro;
- **vendite di prodotti petroliferi rete:** in aumento rispetto al 2006 (12,48 milioni di tonnellate nel 2006) sia in Italia, in relazione alle azioni commerciali programmate, sia nel resto d'Europa in relazione all'acquisto di stazioni di servizio nei mercati *target*.

Nel 2007 sono previsti investimenti tecnici in crescita rispetto al 2006 (7,83 miliardi nel 2006). I principali aumenti sono attesi nello sviluppo delle riserve di idrocarburi, nell'*upgrading* delle strutture di raffinazione e della rete di distribuzione di prodotti petroliferi, nonché nel potenziamento delle infrastrutture di importazione e di trasporto del gas naturale.

Corporate Governance

Codice di comportamento

Il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto importante definire con chiarezza i valori e i principi che guidano l'azione di Eni, all'interno come all'esterno, per garantire che tutte le attività del Gruppo siano svolte nell'osservanza delle leggi, in un quadro di concorrenza leale, con onestà, integrità, correttezza e buona fede, nel rispetto degli interessi legittimi di tutti gli *stakeholder*: azionisti, dipendenti, fornitori, clienti, *partner* commerciali e finanziari, collettività dei Paesi in cui Eni è presente con le proprie attività.

Tutti coloro che lavorano in Eni, senza distinzioni o eccezioni, sono impegnati a osservare e a fare osservare tali principi nell'ambito delle proprie funzioni e responsabilità. In nessun modo la convinzione di agire a vantaggio di Eni può giustificare l'adozione di comportamenti in contrasto con questi principi. Questi valori sono fissati nel Codice di Comportamento, la cui osservanza da parte dei dipendenti è oggetto di valutazione consiliare sulla base della relazione annuale del Garante del Codice di Comportamento.

Il Codice di Comportamento è pubblicato sul sito *internet* di Eni: **www.eni.it**.

Codice di autodisciplina

Il Consiglio di Amministrazione nella riunione del 20 gennaio 2000 aveva aderito al primo "Codice di autodisciplina delle Società Quotate" emanato dalla Borsa Italiana SpA e aveva preso atto del sostanziale allineamento del modello organizzativo di Eni ai principi contenuti nel Codice, nonché alle relative raccomandazioni della Consob.

Nella riunione del 13 dicembre 2006 il Consiglio ha deliberato di aderire al nuovo Codice di autodisciplina delle società quotate in borsa, nella versione emanata il 14 marzo 2006 ("Codice di Borsa"), adottando un Codice (di seguito anche "Codice" o "Codice Eni"), che replica il Codice di Borsa, adeguandone le raccomandazioni alla realtà specifica di Eni, chiarendone alcune ed elevando, al contempo, il livello generale della *governance* della Società. L'obiettivo è stato quello di predisporre un testo che espone in modo chiaro e completo il quadro del sistema di *governance* di Eni.

In particolare, il Codice tiene conto del fatto che Eni è una società capogruppo, non controllata da altra società, né sottoposta ad altrui direzione o coordinamento e pertanto sono state adeguate le disposizioni del Codice di Borsa non coerenti con tale situazione, che avrebbero potuto creare confusione negli investitori e negli altri *stakeholder*. Parimenti si è tenuto conto delle vigenti disposizioni statutarie che stabiliscono un sistema di amministrazione e controllo di tipo tradizionale (eliminando quindi le previsioni relative ai modelli monistico e dualistico contenute nel Codice di Borsa), la separazione delle cariche di Presidente e Amministratore Delegato (che non rende necessaria la nomina di un *lead independent director*) e che dettano specifiche previsioni sulla nomina e la composizione del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale.

A fini di maggiore trasparenza e comprensione, il Codice Eni esercita direttamente la scelta là dove il Codice di Borsa rimette ai singoli emittenti la scelta tra diverse opzioni, senza rinviare cioè ad atti successivi (ad es. la scelta di non ridistribuire o modificare le funzioni dei Comitati interni del Consiglio, di prevedere un solo preposto al controllo interno, di prevedere che il preposto riferisca anche all'Amministratore Delegato, di non affidare l'Internal Audit a soggetti esterni).

Le previsioni del Codice di Borsa che si riferiscono a competenze dell'Assemblea sono state poste in forma di

auspicio o raccomandazione, non potendo il Consiglio garantirne l'osservanza; il Consiglio intende comunque richiamare l'attenzione degli azionisti e dell'Assemblea al rispetto di tali previsioni, ovvero, laddove utile, a promuovere modifiche statutarie.

Alcune raccomandazioni generiche del Codice di Borsa sono state specificate, in particolare quelle relative ai criteri di indipendenza degli amministratori, adottando formulazioni puntuali per l'individuazione della "remunerazione aggiuntiva" che pregiudica la posizione di indipendenza e la definizione degli "stretti familiari".

Sono state infine previste disposizioni che elevano il livello di *governance* proposto dal Codice di Borsa ed in particolare:

- l'interesse di tutti gli *stakeholder* è stato assunto come criterio di riferimento per gli amministratori;
- la periodicità minima dell'informativa al Consiglio da parte degli amministratori con deleghe è stata ridotta da tre a due mesi;
- per l'autovalutazione del Consiglio è prevista la possibilità di avvalersi dell'assistenza di un consulente esterno specializzato, per assicurare obiettività all'esercizio;
- è stato sottolineato l'impegno di amministratori e sindaci a mantenere la carica fin quando possono assicurare la disponibilità del tempo necessario allo svolgimento del compito;
- è stato previsto che i Comitati interni del Consiglio non possano essere composti da un numero di consiglieri che rappresentino la maggioranza del Consiglio, per non alterare il processo di formazione della volontà consiliare;
- è stato introdotto il parere del Comitato per il controllo interno sulle regole per assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate e di quelle nelle quali un amministratore sia portatore di un interesse;
- per la nomina del preposto al controllo interno, la proposta al Consiglio non è formulata dal solo Amministratore Delegato, ma d'intesa con il Presidente;
- è previsto che almeno due componenti del Comitato per il controllo interno possiedano una adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria (uno solo ne prevede il Codice di Borsa).

Il Collegio Sindacale è stato invitato ad aderire espressamente alle disposizioni riguardanti il Collegio e questo vi ha aderito prontamente nella stessa riunione del 13 dicembre 2006.

Il Consiglio di Amministrazione, nella riunione citata del 13 dicembre 2006, ha altresì approvato alcune delibere di attuazione e specificazione delle disposizioni del Codice; in particolare:

- sono state ridefinite le attribuzioni del Consiglio di Amministrazione, che mantiene una posizione di assoluta centralità nel sistema di *corporate governance* della Società, con ampie competenze, anche in materia di organizzazione della Società e del Gruppo;
- sono state definite le operazioni più rilevanti, della Società e delle controllate, sottoposte all'approvazione del Consiglio;
- è stato riservato un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione nella definizione delle politiche di sostenibilità e nell'approvazione del bilancio di Sostenibilità, di cui è prevista anche la sottoposizione all'Assemblea dei soci;
- sono state individuate le società controllate aventi rilevanza strategica;
- sono stati definiti gli orientamenti sul cumulo degli incarichi degli amministratori per assicurare a essi il tempo necessario all'efficace svolgimento del loro incarico;
- è stato espressamente enunciato il principio del rispetto dell'autonomia gestionale delle società controllate quotate (attualmente Saipem e Snam Rete Gas) e l'impegno di Eni ad osservare nei loro confronti le previsioni del Codice che si rivolgono agli azionisti degli emittenti.

Sempre ai fini dell'attuazione delle disposizioni del Codice, il Consiglio di Amministrazione nella riunione del 16 marzo, acquisito il parere positivo del Comitato per il controllo interno, ha nominato il Responsabile Internal Audit, preposto al controllo interno di Eni.

Infine, nella riunione del 29 marzo, il Consiglio ha approvato modifiche ai Regolamenti del Comitato per il Controllo Interno e del Compensation Committee per adeguamenti alle indicazioni del Codice di Autodisciplina di Eni.

* * *

Il sistema di governo Eni è pertanto conforme alle prescrizioni del Codice della Borsa Italiana e contiene altresì previsioni migliorative del livello di *corporate governance*.

Per quanto riguarda l'osservanza delle raccomandazioni del Codice, le azioni ancora da porre in essere, ma in corso di realizzazione, riguardano essenzialmente:

- la redazione di una procedura in materia di operazioni con parti correlate, per la quale si attende l'emanazione dei principi generali che l'art. 2391 – *bis* del codice civile attribuisce alla competenza della Consob; nelle more della nuova procedura le operazioni vengono sottoposte alla attenzione particolare del Consiglio, anche se di importo inferiore alla soglia di rilevanza consiliare;

- l'adeguamento del numero dei componenti dei Comitati del Consiglio che, secondo quanto prevede il Codice Eni, non devono rappresentare la maggioranza dei componenti del Consiglio.

Il Codice di autodisciplina di Eni SpA è pubblicato sul sito *internet* di Eni. Il "Commento" contenuto nel Codice di Borsa non è riportato per non appesantire il testo, ma è tenuto presente da Eni nell'applicazione dei Principi e dei Criteri.

* * *

In ottemperanza alle disposizioni normative e alle indicazioni della Borsa Italiana SpA, con particolare riferimento alle "Linee guida per la redazione della relazione annuale in materia di *corporate governance*" del 12 febbraio 2003, è fornita di seguito l'informativa sul sistema di *corporate governance* di Eni. Nella redazione si è tenuto conto anche del documento "Guida alla compilazione della relazione sulla *corporate governance*" emesso nel marzo 2004 dall'Assonime e dalla Emittenti Titoli SpA.

Struttura organizzativa di Eni

La struttura organizzativa di Eni è articolata secondo il modello tradizionale che vede la gestione aziendale affidata in via esclusiva al Consiglio di Amministrazione, organo centrale nel sistema di *corporate governance*; le funzioni di vigilanza sono attribuite al Collegio Sindacale e quelle di controllo contabile alla società di revisione nominata dall'Assemblea.

Ai sensi dell'art. 25 dello statuto, il Presidente e l'Amministratore Delegato hanno la rappresentanza della Società.

Il Consiglio ha costituito al suo interno Comitati con funzioni consultive e propositive.

Il Consiglio di Amministrazione

Competenze

Il 1° giugno 2005, il Consiglio di Amministrazione ha nominato Amministratore Delegato Paolo Scaroni al quale ha conferito tutti i poteri di amministrazione della Società, con esclusione di quelli che il Consiglio stesso si è riservato (con le modifiche apportate in data 11 ottobre 2005), oltre a quelli attribuiti in via esclusiva dall'art. 2381 del codice civile.

Come sopra ricordato, nella riunione del 13 dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha apportato modifiche alle citate delibere al fine di allinearne il contenuto alle prescrizioni del Codice, attuare un più efficace coordinamento con le disposizioni statutarie e riservare al Consiglio un ruolo centrale nelle politiche di sostenibilità del Gruppo.

Il Consiglio, in base a dette delibere, si è riservato le seguenti attribuzioni, oltre a quelle non delegabili per legge:

1. Definisce il sistema e le regole di governo societario della Società e del Gruppo. In particolare, sentito il Comitato per il controllo interno, adotta regole che assicurano la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate e delle operazioni nelle quali un amministratore sia portatore di un interesse, per conto proprio o di terzi; adotta, inoltre, una procedura per la gestione e la comunicazione delle informazioni societarie, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate.
2. Istituisce i Comitati interni del Consiglio, con funzioni propositive e consultive, nominandone i membri, stabilendone i compiti e il compenso e approvandone i regolamenti.
3. Attribuisce e revoca le deleghe all'Amministratore Delegato e al Presidente, definendone i limiti e le modalità di esercizio e determinando, esaminate le proposte dell'apposito Comitato e sentito il Collegio Sindacale, la retribuzione connessa alle deleghe. Può impartire direttive agli organi delegati e avocare operazioni rientranti nelle deleghe.
4. Definisce le linee fondamentali dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società, delle principali società controllate e del Gruppo. Valuta l'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile predisposto dall'Amministratore Delegato, con particolare riferimento alle modalità di gestione dei conflitti di interesse.
5. Definisce, in particolare, esaminate le proposte del Comitato per il controllo interno, le linee di indirizzo del sistema di controllo interno, in modo da assicurare l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi della Società e delle sue controllate. Valuta, con cadenza annuale, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno, cui sovrintende l'Amministratore Delegato.
6. Definisce, su proposta dell'Amministratore Delegato, le linee strategiche e gli obiettivi della Società e del Gruppo incluse le politiche per la sostenibilità. Esamina e approva i piani strategici, industriali e finanziari della Società e del Gruppo, nonché gli accordi di carattere strategico della Società.
7. Esamina e approva i *budget* annuali delle Divisioni, della Società e quello consolidato del Gruppo.
8. Esamina e approva le relazioni trimestrali e semestrali della Società e del Gruppo, previste dalla normativa vigente. Esamina e approva il bilancio di Sostenibilità, da sottoporre all'Assemblea dei soci.

9. Riceve dagli amministratori con deleghe, in occasione delle riunioni del Consiglio, e comunque con periodicità almeno bimestrale, un'informativa sull'attività svolta nell'esercizio delle deleghe, sull'attività del Gruppo e sulle operazioni atipiche, inusuali o con parti correlate della Società, che non siano sottoposte all'esame e approvazione del Consiglio.
10. Riceve dai Comitati interni del Consiglio un'informativa periodica semestrale.
11. Valuta il generale andamento della gestione della Società e del Gruppo, sulla base dell'informativa ricevuta dagli amministratori con deleghe, prestando particolare attenzione alle situazioni di conflitto di interesse e confrontando i risultati conseguiti, risultanti dal bilancio e dalle situazioni contabili periodiche, con quelli di *budget*.
12. Esamina e approva le operazioni della Società e delle sue controllate che abbiano un significativo rilievo strategico, economico, patrimoniale e finanziario per la Società, prestando particolare attenzione alle situazioni nelle quali uno o più amministratori abbiano un interesse, per conto proprio o di terzi, e alle operazioni con parti correlate. Nel caso di società quotate il Consiglio ha cura di assicurare il principio di autonomia gestionale.

Sono considerate di significativo rilievo le seguenti operazioni:

a) acquisizioni e alienazioni di partecipazioni, aziende o rami di azienda e immobili, conferimenti, fusioni e scissioni, di valore superiore a 50 milioni di euro, fermo quanto previsto dall'art. 23.2 dello statuto;
b) investimenti in immobilizzazioni tecniche di importo superiore a 100 milioni di euro, ovvero anche di importo minore, se di particolare rilievo strategico o se presentano un particolare rischio;
c) iniziative di esplorazione e operazioni di portafoglio del settore E&P in nuovi Paesi;
d) compravendita di beni e servizi, diversi da quelli destinati a investimenti, ad un prezzo complessivo superiore a un miliardo di euro, ovvero di durata superiore a 20 anni;
e) finanziamenti a soggetti diversi dalle società controllate: i) di ammontare superiore a 50 milioni di euro, ovvero ii) di qualunque importo, se a favore di società partecipate non controllate in misura non proporzionale alla quota di partecipazione;
f) rilascio di garanzie, personali o reali, a soggetti diversi dalle società controllate: i) di importo superiore a 200 milioni di euro, se nell'interesse della Società o di società partecipate, ovvero ii) di qualunque importo, se nell'interesse di società partecipate non controllate, in misura non proporzionale alla quota di partecipazione. Per il rilascio delle garanzie di cui al punto i), di importo compreso tra 100 e 200 milioni di euro, il Consiglio conferisce delega congiunta all'Amministratore Delegato e al Presidente, da esercitare in caso d'urgenza.

13. Nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato e d'intesa con il Presidente, i Direttori Generali, conferendo loro i relativi poteri.
14. Nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato e d'intesa con il Presidente, previo parere favorevole del Collegio Sindacale, il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, conferendogli adeguati poteri e mezzi.
15. Nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente, e sentito il Comitato per il controllo interno, un preposto al controllo interno, definendone la remunerazione coerentemente con le politiche retributive della Società.
16. Assicura che sia identificato il soggetto incaricato della struttura responsabile della gestione dei rapporti con gli azionisti.
17. Definisce, esaminate le proposte dell'apposito Comitato, i criteri per la remunerazione dell'alta dirigenza della Società e del Gruppo e dà attuazione ai piani di compenso basati su azioni o strumenti finanziari deliberati dall'Assemblea.
18. Delibera, su proposta dell'Amministratore Delegato, sull'esercizio del diritto di voto e sulle designazioni dei componenti degli organi delle principali società controllate. Nel caso di società quotate il Consiglio ha cura di assicurare il rispetto delle previsioni del Codice di autodisciplina di competenza dell'assemblea.
19. Formula le proposte da sottoporre all'Assemblea dei soci.
20. Esamina e delibera sulle altre questioni che gli amministratori con deleghe ritengano opportuno sottoporre all'attenzione del Consiglio, per la particolare rilevanza o delicatezza.

Ai sensi dell'articolo 23.2 dello statuto, il Consiglio delibera altresì: sulle operazioni di fusione per incorporazione e di scissione proporzionale di società partecipate almeno al 90%; sull'istituzione e soppressione di sedi secondarie; sull'adeguamento dello statuto alle disposizioni normative.

Il Consiglio inoltre, nella riunione del 1° giugno 2005, ha attribuito al Presidente, Roberto Poli, deleghe per l'individuazione e la promozione di progetti integrati e di accordi internazionali di rilevanza strategica, ai sensi dell'art. 24.1 dello statuto.

Ai sensi dell'art. 27 dello statuto, il Presidente presiede l'Assemblea, convoca e presiede le riunioni del Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle deliberazioni assunte dal Consiglio stesso.

Nomina

Ai sensi dell'art. 17 dello statuto i componenti del Consiglio di Amministrazione variano da un minimo di tre a un massimo di nove. L'Assemblea ne determina il numero entro detti limiti.

Ai sensi dell'art. 6, comma 2, lettera d) dello statuto, in aggiunta agli amministratori nominati dall'Assemblea, al Ministro dell'economia e delle finanze è riservata la nomina, da effettuarsi d'intesa con il Ministro dello sviluppo economico, di un Amministratore senza diritto di voto. Il Ministro dell'economia e delle finanze non si è avvalso di tale facoltà.

Il Consiglio in carica, composto da nove consiglieri, è stato nominato dall'Assemblea il 27 maggio 2005 per un triennio e comunque sino alla data dell'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007.

Al fine di consentire la presenza in Consiglio di rappresentanti designati dagli azionisti di minoranza, la nomina degli amministratori aventi diritto al voto avviene mediante voto di lista. Hanno diritto di presentare liste sia gli azionisti che, da soli o insieme ad altri, rappresentino almeno l'1% del capitale sociale, sia il Consiglio di Amministrazione. Ogni azionista può presentare o concorrere alla presentazione di una sola lista. Le società che lo controllano e quelle sottoposte a comune controllo non possono presentare, né concorrere alla presentazione di altre liste. Le liste sono depositate presso la sede sociale almeno dieci giorni prima della data dell'Assemblea in prima convocazione (venti giorni prima se presentate dal Consiglio di Amministrazione), pubblicate su quotidiani a diffusione nazionale e sono corredate dalle dichiarazioni rese da ciascuno di essi attestanti il possesso dei requisiti di indipendenza e di onorabilità normativamente e statutariamente prescritti, nonché, si raccomanda, del *curriculum* professionale di ciascun candidato.

Composizione

Il Consiglio in carica è composto dal Presidente, Roberto Poli, dall'Amministratore Delegato, Paolo Scaroni, e dai consiglieri, Alberto Clô, Renzo Costi, Dario Fruscio, Marco Pinto, Marco Reboa, Mario Resca e Pierluigi Scibetta.

Roberto Poli, Paolo Scaroni, Dario Fruscio, Marco Pinto, Mario Resca, e Pierluigi Scibetta sono stati candidati dal Ministero dell'economia e delle finanze.

Alberto Clô, Renzo Costi e Marco Reboa sono stati candidati da investitori istituzionali coordinati da Fineco *Asset Management* SpA.

Segretario del Consiglio di Amministrazione è, dal 1° giugno 2006, Roberto Ulissi, Direttore Affari Societari e *Governance* della Società.

Altri incarichi dei Consiglieri

Sulla base delle comunicazioni ricevute, rese in base alle previsioni del Codice, sono indicate di seguito le cariche di Amministratore e Sindaco ricoperte dagli Amministratori in altre società quotate in mercati regolamentati, anche esteri, in società finanziarie, bancarie, assicurative o di rilevanti dimensioni. Il *curriculum* professionale degli amministratori è disponibile sul sito *internet* di Eni.

ROBERTO POLI

Consigliere di Mondadori SpA, Fininvest SpA, Merloni Termosanitari SpA. e G.D. SpA.

PAOLO SCARONI

Consigliere de Il Sole 24 Ore e del Teatro alla Scala. È inoltre membro del Supervisory Board di ABN AMRO Bank, del Board della Business School della Columbia University di New York e del Board di Veolia Enviroment (Parigi).

ALBERTO CLÔ

Consigliere indipendente di ASM Brescia SpA, Società Autostrade SpA, Italcementi SpA e De Longhi SpA.

RENZO COSTI

Consigliere di Editrice Il Mulino SpA.

DARIO FRUSCIO

Presidente di Italia Turismo SpA.

MARCO REBOA

Consigliere, fra l'altro, di Seat PG SpA, Interpump Group SpA, IMMSI SpA e Intesa Private Banking SpA. Presidente del Collegio Sindacale di Luxottica Group SpA.

MARIO RESCA

Presidente di Italia Zuccheri SpA, Consigliere di Mondadori SpA, nonché Commissario straordinario del gruppo Cirio Del Monte, in amministrazione straordinaria.

PIERLUIGI SCIBETTA
Consigliere di Nucleco SpA, del Gestore del Mercato Elettrico SpA, dell'Istituto Superiore per la Previdenza e la Sicurezza del Lavoro (ISPESL) e dell'Ente per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente - ENEA.

Orientamento del Consiglio sul cumulo di incarichi
Nella riunione del 13 dicembre 2006, come richiesto dal Codice di autodisciplina di Eni, il Consiglio ha espresso il seguente orientamento sul cumulo degli incarichi degli amministratori:
- un amministratore esecutivo non dovrebbe ricoprire: i) la carica di consigliere esecutivo in altra società quotata, italiana o estera, ovvero in una società finanziaria, bancaria o assicurativa o con un patrimonio netto superiore a 10 miliardi di euro e ii) la carica di consigliere non esecutivo o sindaco (o di membro di altro organo di controllo) in più di tre delle predette società;
- un amministratore non esecutivo, oltre alla carica ricoperta nella Società, non dovrebbe ricoprire: i) la carica di consigliere esecutivo in più di una delle predette società e la carica di consigliere non esecutivo o di sindaco (o di membro di altro organo di controllo) in più di tre delle società indicate, ovvero ii) la carica di consigliere non esecutivo o di sindaco in più di sei delle predette società.

Restano escluse dal limite di cumulo le cariche ricoperte in società del Gruppo Eni.
Nel caso di superamento dei limiti indicati, gli amministratori informano tempestivamente il Consiglio, il quale valuta la situazione alla luce dell'interesse della Società e invita l'amministratore ad assumere le conseguenti decisioni.
Sulla base delle informazioni fornite, gli amministratori rispettano i citati limiti al cumulo degli incarichi.

Indipendenza e onorabilità
Il D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 (Testo unico della finanza), come modificato da ultimo, dal D.Lgs. 29 dicembre 2006, n. 303, stabilisce che almeno due amministratori devono possedere i requisiti di indipendenza stabiliti per i sindaci delle società quotate, se il Consiglio è composto di più di sette membri.
L'articolo 17.3 dello statuto prevede che almeno tre amministratori possiedano detti requisiti di indipendenza, se il Consiglio è composto di più di cinque membri, rafforzando pertanto la presenza degli amministratori indipendenti nel Consiglio. Il Codice Eni prevede ulteriori requisiti di indipendenza, conformi a quelli previsti dal Codice di Borsa Italiana.
In ottemperanza alle indicazioni dello statuto e del Codice Eni, nella riunione del 22 febbraio 2007 il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto che sei consiglieri su nove sono indipendenti e, specificamente: gli amministratori non esecutivi Alberto Clô, Renzo Costi, Dario Fruscio, Marco Reboa, Mario Resca e Pierluigi Scibetta. Il Consigliere Costi è stato confermato quale indipendente, pur ricoprendo la carica da più di nove anni, in quanto designato dagli azionisti di minoranza (segnatamente da investitori istituzionali) e in considerazione delle riconosciute qualità etiche e professionali e dell'indipendenza di giudizio.
Il Collegio Sindacale ha verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei suoi componenti.
Il Testo unico della finanza, recepito dall'articolo 17.3 dello statuto, prevede che gli Amministratori e i Direttori Generali delle società quotate devono possedere i requisiti di onorabilità prescritti per i sindaci.
Nella riunione del 22 febbraio 2007 il Consiglio, sulla base delle dichiarazioni rese, ha constatato il possesso da parte di tutti dei requisiti di onorabilità.
Ai sensi dell'art. 17.3 dello statuto, nel caso in cui non sussistano o vengano meno i requisiti di indipendenza o di onorabilità dichiarati e nel caso venga meno il numero minimo di amministratori indipendenti statutariamente fissato, il Consiglio dichiara la decadenza dell'Amministratore privo di detto requisito e provvede per la sua sostituzione.

Riunioni e funzionamento
Nel corso del 2006 il Consiglio di Amministrazione si è riunito 16 volte (21 nel 2005) con una durata media di tre ore.
È data preventiva notizia al pubblico delle date delle riunioni del Consiglio di Amministrazione per l'esame del preconsuntivo, del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali previste dalla normativa vigente nonché per la determinazione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio e la formulazione all'assemblea della proposta del dividendo a saldo, corredate delle relative date di messa in pagamento e di stacco cedola. È data altresì notizia della riunione dell'Assemblea per l'approvazione del bilancio di esercizio.
Il calendario finanziario è disponibile sul sito *internet* di Eni.
Il Consiglio di Amministrazione, nella riunione del 1° giugno 2005, ha approvato le modalità di convocazione delle proprie riunioni.
In particolare il Consiglio è convocato dal Presidente che, di concerto con l'Amministratore Delegato, definisce l'ordine del giorno e lo invia agli amministratori, ai sindaci effettivi e al Magistrato della Corte dei conti delegato al controllo finanziario di Eni, almeno cinque

giorni prima di quello fissato per la riunione. Nei casi di necessità e urgenza, l'avviso di convocazione è inviato almeno 24 ore prima dell'ora fissata per la riunione.
Lo statuto consente che le riunioni consiliari si tengano per video o teleconferenza.
Congiuntamente all'ordine del giorno, è di regola fornita agli Amministratori, ai Sindaci effettivi e al Magistrato della Corte dei conti la documentazione sugli argomenti all'ordine del giorno, salvo i casi in cui è necessario assicurare la riservatezza.
Alle riunioni consiliari sono invitati, di regola, i *manager* della Società e delle sue controllate per fornire informazioni sulle specifiche materie all'ordine del giorno.
Nel 2006 ha partecipato alle riunioni consiliari in media l'85% degli Amministratori e l'83% degli Amministratori non esecutivi indipendenti.
Nelle tabelle allegate è riportata la percentuale di partecipazione di ciascun amministratore alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati di appartenenza.
Al fine di accrescere la conoscenza da parte degli Amministratori non esecutivi della operatività aziendale, la riunione consiliare del 21 settembre 2006 si è svolta sulla piattaforma Sabratha a largo delle coste libiche.
I Consiglieri non esecutivi e indipendenti non hanno finora ritenuto necessario riunirsi in assenza degli altri consiglieri; il Codice Eni rimette agli stessi la relativa decisione.

Autovalutazione

Il Consiglio di Amministrazione ha effettuato la prima valutazione della dimensione, composizione e funzionamento del Consiglio stesso, prevista dal Codice Eni, conformemente alle previsioni del Codice di Borsa.
Come disposto dal Codice Eni il Consiglio si è avvalso dell'assistenza di un consulente esterno specializzato, Egon Zehnder, al fine di assicurare la massima oggettività alle basi delle proprie valutazioni.
Il lavoro di Egon Zehnder ha riguardato: a) la comprensione del livello di funzionamento ed efficienza del Consiglio; b) l'identificazione degli elementi che possono impedire o migliorare la funzionalità ed efficienza del Consiglio. Il lavoro del consulente è stato condotto attraverso approfondite interviste individuali con i singoli consiglieri e con la successiva analisi quantitativa e qualitativa dei dati raccolti.
I risultati delle analisi svolte da Egon Zehnder sono stati presentati al Consiglio (con la presenza del Collegio Sindacale), che li ha discussi nella riunione del 22 febbraio 2007, pervenendo alla valutazione, già fatta propria dal consulente, complessivamente positiva sulla dimensione, composizione e funzionamento del Consiglio e dei suoi Comitati.
Il Consiglio ha sottolineato, in particolare, la discussione diretta e aperta che ha luogo durante le riunioni; il rispetto dei contributi individuali; la volontà costruttiva di tutti di convergere verso soluzioni consensuali; la completezza, la chiarezza e la tempestività delle informazioni predisposte dall'Amministratore Delegato in vista delle riunioni consiliari e di quelle rese durante la presentazione orale e la discussione collegiale, che pongono il Consiglio nelle condizioni di esercitare il proprio ruolo in modo informato e consapevole.
I singoli Consiglieri hanno espresso l'unanime intendimento di contribuire, ciascuno secondo il proprio ruolo, all'ottimizzazione della discussione consiliare per consentire al Consiglio di beneficiare dei contributi di tutti i consiglieri, arricchiti dalle specifiche competenze ed esperienze professionali di ciascuno e per favorire una maggiore influenza collegiale sulle decisioni.
Il Consiglio ha altresì convenuto di svolgere incontri informali volti ad approfondire specifiche tematiche manageriali e di settore, utili allo svolgimento delle funzioni.

Compensi

I compensi agli amministratori sono deliberati dall'Assemblea; la remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato è determinata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del *Compensation Committee*, sentito il parere del Collegio Sindacale.
Il 27 maggio 2005 l'Assemblea ha deliberato il compenso annuo spettante al Presidente (265.000 euro) e agli amministratori (115.000 euro). L'Assemblea ha deliberato inoltre un compenso variabile fino a un massimo di 80.000 euro per il Presidente e di 20.000 euro per gli altri amministratori; l'importo da corrispondere è determinato in funzione del posizionamento di Eni nell'anno di riferimento in termini di apprezzamento del titolo, tenuto conto del dividendo erogato, rispetto a quello delle altre sette maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. La parte variabile del compenso è corrisposta al Presidente in ragione di 80.000 o 40.000 euro e agli amministratori in ragione di 20.000 o 10.000 euro, rispettivamente se Eni nell'anno di riferimento si colloca ai primi due posti, ovvero al terzo o al quarto posto della graduatoria; negli altri casi la parte variabile non è corrisposta. Il 21 giugno 2006 il Consiglio di Amministrazione ha verificato che Eni nel 2005 si è collocata al terzo posto.
Il 27 luglio 2006 il Consiglio di Amministrazione, su proposta del *Compensation Committee* e sentito il parere del Collegio Sindacale, ha deliberato un compenso agli amministratori per la loro partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio, con esclusione del Presidente e dell'Amministratore Delegato. Per i Presidenti dei Comitati il compenso annuo è di 30.000 euro, per gli

altri componenti il compenso annuo è di 20.000 euro; nel caso di partecipazione a più di un comitato, il compenso annuo in qualità di Presidente di Comitato è di 27.000 euro e il compenso annuo in qualità di altro componente è di 18.000 euro.

La struttura della remunerazione del Presidente è costituita da una parte fissa e una parte variabile. La struttura della remunerazione dell'Amministratore Delegato, così come la retribuzione dei direttori generali delle Divisioni e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche[1], è costituita da una parte fissa, una parte variabile e un'incentivazione di lungo termine.

La remunerazione fissa del Presidente e dell'Amministratore Delegato è stabilita in relazione alle deleghe loro conferite. La retribuzione fissa dei direttori generali delle Divisioni e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche è determinata in base al ruolo e alle responsabilità assegnate, con riferimento ai livelli adottati per posizioni equivalenti nel mercato delle grandi imprese nazionali e internazionali (settori *oil*, industria e servizi) e con adeguamenti annuali stabiliti per merito (continuità della *performance* individuale) o per promozione (progressione di ruolo/responsabilità).

La remunerazione variabile è erogata annualmente in forma monetaria ed è connessa al raggiungimento di specifici obiettivi aziendali (economico-finanziari, operativi e strategici) e individuali (delle singole aree di *business* o funzionali) stabiliti per l'esercizio precedente.

La remunerazione variabile del Presidente e dell'Amministratore Delegato è determinata sulla base degli obiettivi aziendali. La remunerazione variabile erogata nell'anno 2006 è stata determinata con riferimento agli obiettivi Eni dell'anno 2005 approvati dal Consiglio di Amministrazione su proposta del *Compensation Committee*, definiti in coerenza con il piano strategico e il *budget* annuale in termini di flusso di cassa netto da attività di esercizio (peso 40%), redditività (peso 30%) e *performance* operativa delle Divisioni (peso 30%). I risultati aziendali, valutati a scenario costante, sono stati verificati dal *Compensation Committee* e approvati dal Consiglio di Amministrazione, e hanno condotto alla determinazione della remunerazione variabile in misura del 125% del livello base, nell'intervallo tra il minimo (85%) e il massimo (130%) dell'erogazione prevista.

Nel marzo 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato, su proposta del *Compensation Committee*, il nuovo sistema di incentivazione di lungo termine per i dirigenti di Eni e delle società controllate non quotate, al fine di dare maggiore sostegno alla motivazione e alla fidelizzazione del *management* e di stabilire una più stretta connessione tra obiettivi, *performance* realizzate e incentivazione. Il nuovo sistema, in applicazione nel triennio 2006-2008, è composto da un piano di incentivazione monetaria differita focalizzato sulla crescita del *business* e sull'efficienza operativa, che ha sostituito il precedente piano di *stock grant*, e da un piano di *stock option* focalizzato sul ritorno per l'azionista, che è stato sottoposto all'approvazione dell'Assemblea del 25 maggio 2006. Tale struttura è stata definita con l'intento di bilanciare le componenti monetarie e azionarie del pacchetto retributivo, nonché di integrare nel lungo termine la *performance* economico-operativa con quella di borsa. L'incentivo monetario differito attribuito nel 2006 potrà essere erogato dopo tre anni in misura connessa al raggiungimento di obiettivi annuali di *EBITDA* (consuntivo vs. *budget*, a scenario costante) definiti per il triennio 2006-2008. Le *stock option* assegnate nel 2006 potranno essere esercitate dopo tre anni in quantità connessa al posizionamento del *Total Shareholder Return - TSR*[2] del titolo Eni rispetto a quello delle principali compagnie petrolifere internazionali, calcolato su base annua nel triennio 2006-2008. Al compimento di ciascun triennio di attuazione, i risultati dei piani di incentivazione di lungo termine saranno verificati dal *Compensation Committee* e approvati dal Consiglio di Amministrazione. L'Amministratore Delegato, in qualità di Direttore Generale della Società, partecipa ad entrambi i piani, con l'integrazione di un incentivo monetario da erogare dopo tre anni in connessione all'incremento di valore del titolo Eni.

Il 25 maggio 2006 l'Assemblea ha autorizzato la copertura assicurativa dei rischi manageriali degli amministratori e dei sindaci, mediante estensione della analoga polizza prevista per i dirigenti della Società. La relativa polizza è stata attivata secondo i termini e le condizioni *standard* del mercato assicurativo.

(1) Dirigenti che, insieme all'Amministratore Delegato e ai Direttori Generali delle Divisioni, sono componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società.
(2) Il *TSR* misura il rendimento complessivo di un'azione in un periodo, tenuto conto sia della variazione della quotazione (rapporto tra la quotazione di inizio periodo e la quotazione di fine periodo) sia degli eventuali dividendi distribuiti e reinvestiti nell'azione alla data di stacco cedola.

Nell'anno 2006, considerata la remunerazione fissa e variabile percepita e l'incentivazione di lungo termine attribuita, la struttura della remunerazione è risultata la seguente:

	Presidente	Amministratore Delegato e Direttore Generale	Direttori Generali di Divisione	Altri dirigenti con responsabilità strategiche
Remunerazione fissa	65%	32%	38%	41%
Remunerazione variabile (connessa a risultati)	35%	18%*	26%	26%
Incentivazione di lungo termine (connessa a risultati)**	-	50%	36%	33%
Totale	100%	100%	100%	100%

* Determinata pro rata con riferimento al periodo di carica dal 1° giugno al 31 dicembre 2005.
** Valorizzazione dell'incentivo monetario differito (attualizzato) e delle *stock option* (*fair value*) nell'ipotesi di risultati *target*; nel caso dell'Amministratore Delegato, comprende anche l'incentivo monetario connesso all'incremento di valore del titolo (*fair value*).

In applicazione alle disposizioni Consob, nel capitolo "Compensi e altre informazioni" della relazione sulla gestione al bilancio di esercizio di Eni SpA sono indicati: (i) l'ammontare dei compensi corrisposti ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche; (ii) l'incentivo monetario differito attribuito ai componenti dell'organo di amministrazione, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche; (iii) la partecipazione ai piani di *stock grant* e di *stock option* dei componenti dell'organo di amministrazione, dei direttori generali e dei dirigenti con responsabilità strategiche; (iv) le partecipazioni detenute in Eni e nelle società controllate dai componenti degli organi di amministrazione e controllo, dai direttori generali e dai dirigenti con responsabilità strategiche.

Comitati del Consiglio

Il Consiglio ha istituito al proprio interno tre comitati con funzioni consultive e propositive; la loro composizione, i loro compiti e il loro funzionamento sono disciplinati dal Consiglio nel rispetto dei criteri fissati dal Codice Eni.

Essi sono: a) il Comitato per il controllo interno, b) il *Compensation Committee* e c) l'Osservatorio Petrolifero Internazionale, tutti composti in netta prevalenza da amministratori indipendenti.

Nella riunione del 1° giugno 2005 sono stati nominati componenti dei Comitati i seguenti amministratori:

Comitato per il controllo interno: Marco Reboa (Presidente, indipendente), Alberto Clô (indipendente), Renzo Costi (indipendente), Marco Pinto (non esecutivo) e Pierluigi Scibetta (indipendente);

Compensation Committee: Mario Resca (Presidente, indipendente), Renzo Costi (indipendente), Marco Pinto (non esecutivo) e Pierluigi Scibetta (indipendente);

Osservatorio Petrolifero Internazionale: Alberto Clô (Presidente, indipendente), Paolo Scaroni (Amministratore Delegato), Dario Fruscio (indipendente) e Marco Reboa (indipendente).

Il Codice di autodisciplina di Eni, conformemente al Codice di Borsa, prevede che il Consiglio di Amministrazione valuta se costituire un Comitato per le nomine. Il comitato non è stato costituito in considerazione della natura dell'azionariato della società.

Comitato per il controllo interno

Il Comitato svolge nei confronti del Consiglio di Amministrazione funzioni propositive e consultive in materia di vigilanza sul generale andamento della gestione della Società.

Il Comitato nel corso 2006 si è riunito 15 volte con la partecipazione media dell'80% dei suoi componenti ed ha esaminato i seguenti principali argomenti:

(i) il piano di *audit* 2006 predisposto dalla Funzione *Internal Audit* di Eni, di Saipem e Snam Rete Gas e il relativo stato di avanzamento; (ii) le risultanze degli interventi di *internal auditing* di Eni; (iii) le iniziative assunte e le risultanze delle azioni poste in essere per rimuovere le carenze evidenziate nei rapporti di revisione predisposti dalla Funzione *Internal Audit* di Eni; (iv) l'esame delle connotazioni essenziali dei bilanci dell'esercizio 2005, formulando suggerimenti per migliorare l'informativa fornita attraverso incontri con i massimi livelli delle funzioni amministrative delle principali società controllate, i presidenti dei collegi sindacali e i *partner* responsabili delle società di revisione; (v) l'esame della

bozza della relazione semestrale 2006 di Eni SpA; (vi) le "Raccomandazioni sul sistema di controllo contabile interno" rilasciate dalla società di revisione per il bilancio 2004; (vii) le comunicazioni della società di revisione su "Fatti e circostanze di interesse per l'attività di *governance*"; (viii) la situazione degli incarichi di revisione del Gruppo, il consuntivo dei relativi costi e le osservazioni contenute nelle relazioni delle società di revisione ai bilanci delle società del Gruppo; (ix) la proposta di integrazione dell'incarico al revisore di Gruppo per le attività di certificazione del sistema di controllo interno ai sensi della sez. 404 del *Sarbanes-Oxley Act* per l'esercizio 2006 e la proposta di proroga dell'incarico di revisione contabile del bilancio, di certificazione del sistema di controllo interno sull'informativa di Gruppo e di incarichi aggiuntivi da parte di Eni e di società controllate per il triennio 2007-2009; (x) l'informativa sullo stato di attuazione delle attività SOA; (xi) l'informativa sull'attività svolta dall'Organismo di Vigilanza costituito ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001; (xii) le linee generali della normativa in materia di segnalazioni ricevute dall'Eni, anche in forma confidenziale o anonima, emanata anche ai sensi della normativa *Sarbanes-Oxley Act*, nonché i relativi *report* periodici sulle segnalazioni ricevute; (xiii) la nuova struttura organizzativa ed il mandato della funzione *Internal Audit* di Eni SpA; (xiv) la riorganizzazione delle attività di approvvigionamento del Gruppo; (xv) il tema delle riserve di idrocarburi e dei criteri utilizzati per la loro classificazione, anche ai fini delle rilevazioni contabili; (xvi) la ricognizione sugli incarichi di consulenza e prestazioni professionali di natura legale affidati nel biennio 2005-2006; (xvii) il tema dei procedimenti *antitrust* e dei relativi accantonamenti contabili a fondo rischi; (xviii) l'informativa sui chiarimenti forniti alla SEC e sul trattamento contabile della fusione Eni-Enifin; (xix) la relazione sull'assetto amministrativo e contabile di Eni SpA da sottoporre al Consiglio di Amministrazione.

Il segretario del Comitato è il Responsabile *Internal Audit*.
Il Consiglio di Amministrazione, nella riunione del 16 marzo 2007, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente e sentito il parere del comitato per il controllo interno ha nominato il Responsabile *Internal Audit* preposto al controllo interno.

Compensation Committee

Il *Compensation Committee*, istituito dal Consiglio di Amministrazione nel 1996, ha funzioni propositive nei confronti del Consiglio in materia di remunerazione degli amministratori con deleghe e dei componenti dei comitati di amministratori costituiti dal Consiglio, nonché su indicazioni dell'Amministratore Delegato, in materia di: (i) piani di incentivazione azionaria; (ii) definizione dei criteri per la remunerazione del *top management* del Gruppo; (iii) fissazione degli obiettivi e valutazione dei risultati dei piani di *performance* e incentivazione.
Il *Compensation Committee* nel corso del 2006 si è riunito 9 volte, con la partecipazione media del 94% dei suoi componenti e in particolare ha: (i) verificato le funzioni e i compiti del Comitato, così come definiti dal nuovo Regolamento approvato dal Consiglio di Amministrazione nel giugno 2005 (disponibile sul sito *internet* di Eni), alla luce dei principali riferimenti nazionali e internazionali in materia di *corporate governance*, confermandone il sostanziale allineamento; (ii) esaminato gli obiettivi del piano di *performance* e incentivazione per l'anno 2006 e verificato i risultati dell'anno 2005, ai fini dell'approvazione del Consiglio di Amministrazione; (iii) esaminato la revisione dei sistemi di incentivazione manageriale di lungo termine e formulato la proposta in base alla quale il Consiglio di Amministrazione ha sottoposto all'approvazione dell'Assemblea il Piano di *stock option* 2006-2008 e ha chiesto l'autorizzazione a disporre di azioni proprie al servizio del Piano (v. il paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni"); (iv) esaminato il tema delle coperture assicurative degli amministratori e dei sindaci in analogia con quanto previsto per i dirigenti del Gruppo Eni, ai fini della proposta di estensione della polizza assicurativa contro gli infortuni professionali, deliberata dal Consiglio di Am?ministrazione nella riunione del 30 marzo 2006, e della polizza assicurativa a copertura dei rischi manageriali, che il Consiglio di Amministrazione ha sottoposto all'approvazione dell'Assemblea; (v) esaminato il tema della remunerazione variabile del Presidente e formulato al Consiglio di Amministrazione la proposta di remunerazione variabile del Presidente e dell'Amministratore Delegato sulla base dei risultati dell'anno 2005; (vi) esaminato il posizionamento retributivo del *top management* aziendale, i criteri della politica retributiva annuale e l'attuazione dei piani di incentivazione annuale e di lungo termine, per la formulazione delle relative proposte al Consiglio di Amministrazione; (vii) esaminato il tema dei compensi agli Amministratori in relazione alle funzioni e alle attività svolte dai Comitati istituiti dal Consiglio, ai fini della proposta di istituire un compenso agli Amministratori per la loro partecipazione ai suddetti Comitati, deliberata dal Consiglio di Amministrazione nella riunione del 27 luglio 2006; (viii) esaminato il tema dell'impatto del nuovo sistema di incentivazione manageriale sul trattamento economico attribuito all'Ammini-

stratore Delegato e Direttore Generale, e formulato al Consiglio di Amministrazione la relativa proposta di integrazione al fine del mantenimento del livello di incentivazione stabilito nel 2005 (v. il paragrafo "*Stock grant* e *stock option* attribuite ai componenti dell'organo di amministrazione, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche").
Nel corso del 2006 il Comitato ha fatto ricorso a consulenti esterni per l'acquisizione di analisi e pareri specialistici sulle materie di competenza.

Osservatorio Petrolifero Internazionale
L'Osservatorio Petrolifero Internazionale (*Oil & Gas Committee*) ha il compito di monitorare l'andamento dei mercati petroliferi e di approfondirne i diversi aspetti. Nel corso 2006, l'Osservatorio Petrolifero Internazionale si è riunito 5 volte, con una partecipazione del 75% dei suoi componenti.
Nel corso della prima riunione sono state esaminate le condizioni e le dinamiche dei mercati del petrolio e del gas naturale, nonché le principali variabili di scenario, alla base del Piano Strategico quadriennale di Eni.
Le altre riunioni sono state dedicate all'analisi dell'evoluzione del sistema energetico mondiale al 2020, individuando i temi di fondo e le principali sfide da affrontare nel *Master Plan*, documento chiave del processo di formazione delle strategie industriali di Eni. In particolare, le riunioni hanno riguardato: (i) l'analisi della domanda mondiale di energia al 2020 - che ha impegnato due incontri - volta a individuare gli aspetti fondamentali, le ipotesi sottostanti e i possibili elementi di incertezza nell'evoluzione dei consumi nelle aree più rilevanti; (ii) l'esame della "offerta mondiale di gas" e (iii) della "offerta mondiale di petrolio", evidenziando le tendenze di sviluppo delle produzioni e delle infrastrutture, in relazione alle dinamiche dell'industria e dei mercati nei prossimi 15 anni.

Il Collegio Sindacale e gli altri organi di controllo

Collegio Sindacale
Il Collegio Sindacale, ai sensi del Testo Unico della Finanza, vigila: (i) sull'osservanza della legge e dell'atto costitutivo; (ii) sul rispetto dei principi di corretta amministrazione; (iii) sull'adeguatezza della struttura organizzativa della società per gli aspetti di competenza, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione; (iv) sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del citato decreto legislativo; (v) sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste da codici di comportamento redatti da società di gestione di mercati regolamentati o da associazioni di categoria cui la società, mediante informativa al pubblico, dichiara di attenersi.
Ai sensi del Codice di autodisciplina di Eni, conformemente al Codice di Borsa, il Collegio vigila altresì sull'indipendenza della società di revisione, verificando tanto il rispetto delle disposizioni normative in materia quanto la natura e l'entità dei servizi diversi dal controllo contabile prestati al Gruppo Eni direttamente e tramite società appartenenti alla sua rete. Ai sensi del Testo Unico della Finanza (come modificato dal D.Lgs. n. 303 del 2006), il Collegio Sindacale formula la proposta motivata all'Assemblea relativamente al conferimento dell'incarico di revisione contabile e alla determinazione del compenso da riconoscere al revisore.
Il 22 marzo 2005 il Consiglio di Amministrazione, avvalendosi della facoltà concessa dalla SEC agli emittenti esteri quotati nei mercati regolamentati statunitensi, ha individuato nel Collegio Sindacale l'organo che dal 1° giugno 2005 svolge, nei limiti consentiti dalla normativa italiana, le funzioni attribuite all'*Audit Committee* di tali emittenti esteri dal *Sarbanes-Oxley Act* e dalla normativa SEC. Il 15 giugno 2005 il Collegio Sindacale ha approvato il regolamento sullo svolgimento delle funzioni attribuite al Collegio Sindacale di Eni ai sensi della citata normativa statunitense; il testo del regolamento è disponibile sul sito *internet* di Eni.

Composizione e nomina
Il Collegio è composto di cinque sindaci effettivi e due supplenti nominati dall'Assemblea per un triennio.
Il 27 maggio 2005 l'Assemblea ha nominato sindaci, per la durata di tre esercizi e comunque fino alla data dell'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007: Paolo Andrea Colombo, Presidente, Filippo Duodo, Edoardo Grisolia, Riccardo Perotta e Giorgio Silva, sindaci effettivi, Francesco Bilotti e Massimo Gentile sindaci supplenti (il curriculum dei sindaci è disponibile sul sito *internet* di Eni).
L'Assemblea ha deliberato altresì il compenso annuo spettante al Presidente del Collegio Sindacale e a ciascun sindaco effettivo nella misura, rispettivamente, di 115.000 euro e di 80.000 euro.
Paolo Andrea Colombo, Filippo Duodo, Edoardo Grisolia e Francesco Bilotti sono stati candidati dal Ministero dell'economia e delle finanze; Riccardo Perotta, Giorgio Silva e Massimo Gentile sono stati candidati da investitori istituzionali coordinati da Fineco *Asset Management* SpA.
Ai sensi dello statuto, i sindaci sono nominati median-

te voto di lista; due sindaci effettivi e uno supplente sono scelti tra i candidati degli azionisti di minoranza.
Ai sensi dell'art. 28.2, come modificato dall'Assemblea il 25 maggio 2006 per adeguarne il testo alle prescrizioni della legge 28 dicembre 2005, n. 262 (Legge sulla tutela del risparmio), l'Assemblea nomina Presidente del Collegio Sindacale uno dei candidati eletti tratti dalle liste diverse da quella che ha ottenuto la maggioranza dei voti; tale disposizione troverà applicazione in occasione del prossimo rinnovo dell'organo. Le liste sono corredate delle dichiarazioni, rese da ciascun candidato, attestanti il possesso dei requisiti di professionalità e indipendenza normativamente prescritti nonché, si raccomanda, del relativo *curriculum* professionale e sono depositate presso la sede sociale almeno dieci giorni prima della data dell'Assemblea in prima convocazione e pubblicate su quotidiani a diffusione nazionale.

Professionalità e indipendenza
Ai sensi del Testo Unico della Finanza i sindaci devono possedere specifici requisiti di indipendenza, nonché i requisiti di professionalità e onorabilità stabiliti con regolamento del Ministro della Giustizia.
Come ribadito dal Codice, i sindaci agiscono con autonomia e indipendenza anche nei confronti degli azionisti che li hanno nominati.
Per quanto riguarda i requisiti di professionalità, l'art. 28 dello statuto, precisa, come prevede il citato regolamento del Ministro della Giustizia, che i requisiti possono maturarsi anche attraverso esperienze (di almeno un triennio) professionali o di insegnamento nelle materie del diritto commerciale, dell'economia aziendale e della finanza aziendale, ovvero anche attraverso l'esercizio (sempre per almeno un triennio) di funzioni dirigenziali nei settori ingegneristico e geologico.
I sindaci in carica sono tutti iscritti nel registro dei revisori contabili.
L'art. 28 dello statuto dispone altresì che non possono assumere le cariche di sindaco, e se eletti decadono dalla carica, coloro che già sono sindaci effettivi, componenti del consiglio di sorveglianza o del comitato per il controllo sulla gestione in almeno cinque società emittenti titoli quotati nei mercati regolamentati non controllate da Eni SpA. La disposizione è destinata ad essere superata dal regolamento della Consob che, ai sensi del testo unico della finanza, stabilisce il limite al cumulo degli incarichi dei sindaci.
In ottemperanza alle indicazioni del Codice di autodisciplina Eni, volte ad assicurare il possesso da parte dei Sindaci dei requisiti di indipendenza, successivamente alla loro nomina, anche in base ai criteri previsti dal Codice medesimo con riferimento agli amministratori, il Collegio Sindacale ha verificato, nella riunione del 16 marzo 2007, che i suoi componenti posseggono tutti i requisiti di indipendenza.

Riunioni e funzionamento
Ai sindaci è fornita, contemporaneamente agli amministratori, la documentazione sui temi all'ordine del giorno del Consiglio.
In ottemperanza alle indicazioni del Codice Eni, i sindaci danno notizia al Consiglio di Amministrazione e agli altri sindaci di ogni interesse che per conto proprio o di terzi abbiano in una determinata operazione della Società.
Il Collegio Sindacale nel corso del 2006 si è riunito 20 volte con la partecipazione media di circa l'88% dei suoi componenti.
Nelle tabelle allegate è riportata la percentuale di partecipazione di ciascun Sindaco alle riunioni del Collegio Sindacale.

Altri incarichi dei sindaci
Sulla base delle comunicazioni ricevute, sono indicate di seguito le cariche di amministratore o sindaco ricoperte da ciascun sindaco in altre società quotate in mercati regolamentati anche esteri, in società finanziarie, bancarie, assicurative o di rilevanti dimensioni. Il *curriculum* professionale dei sindaci è disponibile sul sito *internet* di Eni.

PAOLO ANDREA COLOMBO
Presidente di Sintesi SpA, consigliere indipendente di Mediaset SpA, Interbanca SpA, Iniziative Gestione Investimenti SpA, RCS Quotidiani SpA, SIAS SpA, consigliere di Versace SpA. Presidente del Collegio Sindacale di Ansaldo STS e Saipem SpA. Sindaco effettivo di Aviva Vita SpA, Lottomatica SpA e Sirti SpA.

FILIPPO DUODO
Presidente del Collegio Sindacale di Banca Meridiana SpA. Sindaco di Benetton Group SpA.

RICCARDO PEROTTA
Presidente del Collegio Sindacale di Snam Rete Gas e di Gewiss SpA. Sindaco di Mediaset Spa e ECS International Italia SpA.

GIORGIO SILVA
Sindaco effettivo di Luxottica SpA e RCS Mediagroup SpA.

Società di revisione

La revisione contabile è affidata, ai sensi di legge, a una società di revisione iscritta nell'albo speciale Consob, la cui nomina spetta all'Assemblea. La società di revisione in carica è la PricewaterhouseCoopers SpA nominata dall'Assemblea il 28 maggio 2004 per un triennio che scade con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2006.

I bilanci delle società controllate sono oggetto di revisione contabile; gli incarichi sono affidati in massima parte alla PricewaterhouseCoopers. Ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato, la PricewaterhouseCoopers si è assunta la responsabilità dei lavori svolti sui bilanci delle società oggetto di revisione contabile da parte di altri revisori che rappresentano una parte irrilevante dell'attivo e del fatturato consolidato.

Sono state date disposizioni di non affidare alla società di revisione incaricata, nonché alle società del relativo *network*, incarichi diversi da quelli connessi alla revisione contabile, salvo rare e motivate eccezioni per incarichi – non vietati dalla Consob e dal *Sarbanes-Oxley Act* – che sono autorizzati dal Collegio Sindacale di Eni e approvati dai consigli di amministrazione delle società del Gruppo, previo parere favorevole dei rispettivi collegi sindacali. Il Collegio Sindacale di Eni è informato degli incarichi affidati alla società di revisione dalle società del Gruppo.

Controllo della Corte dei conti

La gestione finanziaria di Eni SpA è sottoposta al controllo della Corte dei conti. L'attività è svolta dal Magistrato della Corte dei conti, Lucio Todaro Marescotti (sostituto Angelo Antonio Parente), subentrato a Luigi Schiavello a seguito della deliberazione assunta il 19-20 luglio 2006 dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti.

Il Magistrato della Corte assiste alle riunioni del Consiglio di Amministrazione, del Collegio Sindacale e del Comitato per il controllo interno.

Sistema di controllo interno

Eni è consapevole che l'informativa finanziaria riveste un ruolo centrale nella istituzione e nel mantenimento di relazioni positive tra l'impresa e la sempre più vasta platea di interlocutori e contribuisce insieme alle *performance* aziendali alla creazione di valore per gli azionisti. Eni è altresì consapevole che gli investitori fanno affidamento sulla piena osservanza da parte del *management* e dei dipendenti tutti del sistema di regole costituenti il sistema di controllo interno aziendale.

In tale ambito, particolare rilievo assume il Codice di Comportamento, che individua quali valori fondamentali la legittimità formale e sostanziale del comportamento dei propri dipendenti a qualunque livello organizzativo, la trasparenza contabile e la diffusione di una mentalità orientata all'esercizio del controllo.

Il Consiglio di Amministrazione valuta l'adeguatezza del sistema di controllo interno rispetto alle caratteristiche dell'impresa; l'Amministratore Delegato è incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno, avvalendosi del Preposto al controllo interno e dell'*Internal Audit*. In particolare il Consiglio di Amministrazione, con l'assistenza del Comitato per il controllo interno: (i) definisce le linee di indirizzo del sistema di controllo interno, in modo che i principali rischi afferenti alla Società e alle sue controllate risultino correttamente identificati, nonché adeguatamente misurati, gestiti e monitorati, determinando criteri di compatibilità di tali rischi con una sana e corretta gestione dell'impresa; (ii) valuta, con cadenza almeno annuale, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno; (iii) descrive, nell'ambito della relazione annuale sul governo societario, gli elementi essenziali del sistema di controllo interno, esprimendo la propria valutazione sull'adeguatezza complessiva dello stesso. Nell'espletamento delle funzioni relative al sistema di controllo interno, il Consiglio di Amministrazione tiene in adeguata considerazione i modelli di riferimento e le *best practices* esistenti in ambito nazionale e internazionale. Una particolare attenzione è rivolta ai modelli di organizzazione e gestione adottati ai sensi del D.Lgs. 8 giugno 2001 n. 231 e al Codice di Comportamento.

Per l'attuazione di questi principi, Eni si è dotata da tempo di norme che consentono alle società del Gruppo di redigere i bilanci e di fornire gli elementi informativi necessari alla redazione del bilancio e delle relazioni infrannuali consolidate, nel rispetto delle normative e dei principi contabili di generale accettazione assicurando al contempo l'uniformità dei comportamenti, elemento essenziale ai fini dell'informativa finanziaria del Gruppo.

Al fine di assicurare l'effettiva e corretta applicazione di queste norme e, più in generale, di tutte le regole e procedure che governano i processi di raccolta, elaborazione, rappresentazione e diffusione dell'informativa societaria, Eni si è dotata di un sistema di controllo interno disegnato con l'obiettivo di assicurare un'informativa finanziaria veritiera, completa e tempestiva.

Il sistema di controllo interno è stato definito coerentemente alle previsioni della legge statunitense *Sarbanes-Oxley Act of 2002* (*SOA*) cui Eni è sottoposta in qualità di emittente quotato al *New York Stock*

Exchange (*NYSE*). Il 22 marzo 2005 il Consiglio di Amministrazione, avvalendosi della facoltà concessa dalla *SEC* agli emittenti esteri quotati nei mercati regolamentati statunitensi, ha individuato nel Collegio Sindacale l'organo che dal 1° giugno 2005 svolge, nei limiti consentiti dalla normativa italiana, le funzioni attribuite all'*Audit Committee* di tali emittenti esteri dal *Sarbanes-Oxley Act* e dalla normativa *SEC*. La progettazione del sistema è stata definita seguendo due principi fondamentali:

- diffusione dei controlli a tutti i livelli della struttura organizzativa, coerentemente con le responsabilità operative affidate;
- sostenibilità dei controlli nel tempo, in modo tale che il loro svolgimento risulti sempre più integrato e compatibile con le esigenze operative; a questo fine particolare attenzione è stata data alla selezione dei controlli in modo da individuare quelli decisivi nella mitigazione dei rischi.

Gli obiettivi del sistema di controllo sono stati definiti coerentemente alle indicazioni contenute nella normativa statunitense che distingue due componenti del sistema:

- controlli e procedure per il rispetto degli obblighi informativi del bilancio consolidato e del Form 20-F (*Disclosure controls and procedures-DC&P*);
- sistema di controllo interno che sovrintende la redazione del bilancio (*Internal Control Over Financial Reporting-ICFR*).

I *disclosure controls and procedures* sono disegnati per assicurare che l'informativa finanziaria sia adeguatamente raccolta e comunicata al *management* dell'emittente, tra cui in particolare il *Chief Executive Officer* (*CEO*) e il *Chief Financial Officer* (*CFO*), affinché questi possano assumere decisioni consapevoli e tempestive sulle informazioni da diffondere al mercato.

Il sistema di controllo interno che sovrintende la redazione del bilancio (sistema di controllo) ha l'obiettivo di assicurare l'attendibilità dell'informativa finanziaria, in accordo con i principi contabili di generale accettazione.

L'articolazione del sistema di controllo è definita coerentemente al modello adottato nel COSO *Report* e prevede cinque componenti (ambiente di controllo, *risk assessment*, attività di controllo, sistemi informativi e flussi di comunicazione; attività di monitoraggio) che in relazione alle loro caratteristiche operano a livello di entità organizzativa (Gruppo, settore, società o Divisione) e/o a livello di processo operativo/amministrativo (transazionale, di valutazione o, propriamente, di chiusura di bilancio). Obiettivo del sistema, è la mitigazione sia dei rischi di errore, non intenzionale, sia dei rischi di frode che potrebbero avere effetti rilevanti sul bilancio; con riguardo a questi ultimi è stato condotto uno specifico *risk assessment* e individuati i relativi Programmi e controlli antifrode.

Coerentemente al modello adottato, i controlli istituiti sono oggetto di monitoraggio per verificarne nel tempo la bontà del disegno e l'effettiva operatività; a tal fine, sono state previste attività di monitoraggio di linea (*ongoing monitoring activities*), affidate al *management* responsabile dei processi/attività rilevanti, e attività di monitoraggio indipendente (*separate evaluations*) affidate all'*Internal Audit* che opera secondo un piano prestabilito che definisce l'ambito e gli obiettivi dell'intervento.

Gli esiti delle attività di monitoraggio sono oggetto di *reporting* periodico sullo stato del sistema di controllo che coinvolge tutti i livelli della struttura organizzativa del Gruppo.

Un ruolo rilevante nel sistema di controllo interno è svolto dall'unità *Internal Audit*, posta alle dipendenze dell'Amministratore Delegato e del Collegio Sindacale quale *Audit Committee* ai sensi del SOA.

Il Responsabile *Internal Audit*, in qualità di Preposto al controllo interno riferisce del suo operato all'Amministratore Delegato, al Comitato per il controllo interno ed al Collegio Sindacale. I compiti dell'*Internal Audit* sono: (i) assicurare, ai fini della *compliance* alla normativa nazionale ed estera, le attività di: vigilanza ex D. Lgs. 231/01, monitoraggio indipendente ai fini SOA, *operational*, *financial*, IT e *fraud audit* per le Divisioni Eni e le società controllate non quotate e non dotate di una propria struttura di *Internal Audit*; (ii) aggiornare il sistema di identificazione, classificazione e valutazione delle aree di rischio (*risk assessment* integrato) ai fini della pianificazione degli interventi di controllo; (iii) realizzare gli interventi di controllo programmati e non programmati, individuando gli eventuali *gap* rispetto ai modelli adottati e formulando proposte sulle azioni correttive da adottare; assicurare il monitoraggio delle conseguenti attività di *follow-up*; (iv) assicurare il mantenimento dei rapporti con la società di revisione; (v) mantenere i rapporti e assicurare i flussi informativi con l'Organismo di Vigilanza, il Comitato per il controllo interno ed il Collegio Sindacale; (vi) assicurare, nel rispetto delle procedure aziendali, le attività di gestione delle segnalazioni, anche anonime, in fase di istruttoria preliminare e a supporto della valutazione da parte degli organi aziendali competenti.

Il piano di *audit* integrato e le risultanze dei rapporti di *audit* sono valutati dal Comitato per il controllo interno e dal Collegio Sindacale e, per gli aspetti rilevanti ai fini del D.Lgs. n. 231/2001, dall'Organismo di Vigilanza.

L'*Internal Audit* e la società di revisione hanno libero accesso ai dati, alla documentazione e alle informazioni utili allo svolgimento dell'attività di revisione.

D. Lgs. n. 231/2001

Nelle riunioni del 15 dicembre 2003 e del 28 gennaio 2004 il Consiglio di Amministrazione ha approvato il "Modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. n. 231 del 2001" (Disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, delle società e delle associazioni anche prive di personalità giuridica, a norma dell'art. 11 della legge 29 settembre 2000, n. 300) e ha istituito l'Organismo di Vigilanza. I "Principi del Modello 231" sono disponibili sul sito *internet* di Eni. I criteri seguiti per la redazione del Modello si ispirano alle Linee Guida predisposte da Confindustria, sottoposte alla procedura di verifica a cura del Ministero della giustizia, prevista dal D.Lgs. n. 231 stesso. Il Modello è stato comunicato a ciascuna società del Gruppo per l'estensione e l'applicazione.

Interessi degli amministratori e operazioni con parti correlate

Conformemente a quanto dispone il testo Unico della Finanza, l'articolo 23.3 dello statuto prevede che gli amministratori comunicano tempestivamente al Collegio Sindacale le operazioni nelle quali abbiano un interesse.

In occasione di ogni riunione consiliare il Presidente invita espressamente gli amministratori a dichiarare gli eventuali interessi nelle operazioni all'ordine del giorno.

Il Codice Eni, conformemente al Codice di Borsa, prevede l'adozione a cura del Consiglio di Amministrazione di misure volte ad assicurare che le operazioni nelle quali un amministratore sia portatore di un interesse, per conto proprio o di terzi, e quelle poste in essere con parti correlate vengano compiute in modo trasparente e rispettando criteri di correttezza sostanziale e procedurale. In aggiunta, il Codice Eni prevede uno specifico parere del Comitato per il Controllo Interno sulle regole che il Consiglio adotta. Come già riferito, la redazione della procedura in materia di operazioni con parti correlate è in corso di preparazione, ma si attende l'emanazione dei principi generali che l'art. 2391 – *bis* del codice civile attribuisce alla competenza della Consob; nelle more della nuova procedura le operazioni vengono sottoposte alla attenzione particolare del Consiglio, anche se di importo inferiore alla soglia di rilevanza consiliare.

La delibera consiliare che definisce le attribuzioni riservate del Consiglio (v. *supra*), richiama l'esigenza a prestare particolare attenzione alle situazioni in cui esistono interessi degli amministratori e alle operazioni con parti correlate.

Inoltre, nei rapporti con le società controllate quotate Eni si impegna a rispettare le disposizioni del Codice di Borsa riferite agli azionisti e in particolare a rispettarne l'autonomia gestionale.

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate, individuate dallo *IAS 24*, riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate e collegate escluse dall'area di consolidamento, nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti, e sono compiute nell'interesse delle imprese del Gruppo.

Gli amministratori, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategiche dichiarano semestralmente l'eventuale esecuzione di operazioni effettuate con Eni SpA e con le imprese controllate dalla stessa, anche per interposta persona o da soggetti a essi riconducibili, secondo le disposizioni dello *IAS 24*.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria con le parti correlate, la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti, nonché l'incidenza di tali rapporti e operazioni sulla situazione patrimoniale e finanziaria sul risultato economico e sui flussi finanziari sono evidenziati nelle note al bilancio consolidato (nota n. 33) e al bilancio di esercizio di Eni SpA (nota n. 34).

Gli azionisti

L'Assemblea

Nel corso delle riunioni assembleari i soci possono chiedere informazioni sulle materie all'ordine del giorno, che vengono rese nel rispetto della disciplina delle informazioni privilegiate.

Allo scopo di favorire la partecipazione degli azionisti all'Assemblea, gli avvisi di convocazione sono pubblicati, oltre che sulla Gazzetta Ufficiale, su diversi quotidiani italiani ed esteri.

Per agevolare l'esercizio del diritto di voto, lo statuto prevede (artt. 13 e 14) sia il voto per corrispondenza, sia facilitazioni per la raccolta delle deleghe presso gli azionisti dipendenti.

Al fine di assicurare lo svolgimento ordinato e funzio-

nale dei lavori assembleari e il diritto di ciascun azionista a prendere la parola sugli argomenti in discussione, il 4 dicembre 1998 l'Assemblea ha approvato il Regolamento delle proprie riunioni, disponibile sul sito *internet* di Eni.

L'Assemblea tenutasi il 25 maggio 2006, al fine di adeguare lo statuto di Eni alle modifiche apportate al Testo Unico della Finanza dalla Legge sulla tutela del risparmio, ha modificato lo statuto prevedendo tra l'altro che i soci che, anche congiuntamente, rappresentino almeno un quarantesimo del capitale sociale, possano chiedere, entro cinque giorni dalla pubblicazione dell'avviso di convocazione, l'integrazione dell'elenco delle materie da trattare.

L'azionariato

Il capitale sociale di Eni SpA al 31 dicembre 2006 ammonta a 4.005.358.876 euro, interamente versato, ed è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro. Le azioni sono indivisibili e ogni azione dà diritto a un voto. I possessori di azioni Eni possono esercitare i diritti sociali e patrimoniali loro attribuiti dalla normativa vigente, nel rispetto dei limiti posti da quest'ultima.

Ai sensi dell'art. 6 dello statuto, nessun azionista, ad eccezione dello Stato Italiano, può possedere azioni della Società che comportino una partecipazione, diretta o indiretta, superiore al 3% del capitale sociale; il superamento di questo limite comporta l'impossibilità di esercitare il diritto di voto spettante alle azioni eccedente detto limite.

Nel 1995 Eni ha emesso un programma di *ADR (American Depositary Recepits)* per il mercato statunitense. L'*ADR* identifica i certificati azionari rappresentativi di titoli di società estere trattati sui mercati borsistici degli Stati Uniti.

Ogni *ADR* Eni rappresenta due azioni ordinarie ed è quotato al *New York Stock Exchange*.

Sulla base delle informazioni disponibili e delle comunicazioni ricevute ai sensi della delibera Consob n. 11971/1999, al 31 dicembre 2006 gli azionisti possessori di quote superiori al 2% del capitale di Eni SpA sono:

Azionisti	**Numero di azioni**	**% sul capitale**
Ministero dell'economia e delle finanze	813.443.277	20,31
Cassa Depositi e Prestiti SpA	400.288.338	9,99
Eni SpA (azioni proprie)	324.959.866	8,11

Ripartizione dell'azionariato per area geografica

Azionisti	**Numero di azionisti**	**Numero di azioni**	**% sul capitale** (1)
Italia	337.133	2.499.529.005	62,40
UK e Irlanda	1.160	208.488.751	5,21
Altri Stati UE	4.270	511.666.488	12,77
USA e Canada	1.848	327.231.932	8,17
Resto del Mondo	1.387	146.093.376	3,65
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo		312.264.429	7,80
Altri		84.895	(..)
Totale	**345.798**	**4.005.358.876**	**100,00**

(1) Esistente alla data di pagamento del dividendo a saldo dell'esercizio 2005, 22 giugno 2006 (data stacco: 19 giugno 2006).

Ripartizione dell'azionariato per fascia di possesso

Azionisti	Numero di azionisti	Numero di azioni	% sul capitale [1]
>10%	1	813.443.277	20,31
3%-10	1	400.288.338	9,99
2%-3% [2]	1	93.040.000	2,32
1%-2%	8	510.288.948	12,74
0,5%-1%	9	218.486.106	5,46
0,3%-0,5%	15	238.443.980	5,95
0,1%-0,3%	56	377.681.072	9,43
≤ 0,1%	345.707	1.041.337.831	26,00
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo		312.264.429	7,80
Altri		84.895	(...)
Totale	345.798	4.005.358.876	100,00

(1) Esistente alla data di pagamento del dividendo a saldo dell'esercizio 2005, 22 giugno 2006 (data stacco: 19 giugno 2006).
(2) L'azionista Banca Intesa ha comunicato la riduzione del possesso azionario dal 2,32 allo 0,57%.

Diritti speciali riservati allo Stato (*golden share*)

Ai sensi dell'art. 6.1 dello statuto, solo lo Stato Italiano può possedere azioni della Società che rappresentino una partecipazione superiore al 3% del capitale sociale.

Ai sensi dell'art. 6.2 dello statuto, il Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con il Ministro dello sviluppo economico, è titolare di poteri speciali da esercitarsi nel rispetto dei criteri indicati dal decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004. I poteri speciali sono in sintesi i seguenti: (a) opposizione all'assunzione di partecipazioni rilevanti che rappresentano il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'assemblea ordinaria. L'opposizione deve essere espressa, quando l'operazione è considerata pregiudizievole degli interessi vitali dello Stato, entro dieci giorni dalla data della comunicazione che deve essere effettuata dagli amministratori al momento della richiesta di iscrizione nel libro soci; (b) opposizione alla conclusione di patti o accordi di cui all'art. 122 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 nel caso in cui negli accordi sia rappresentato almeno il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'assemblea ordinaria; (c) veto, debitamente motivato in relazione al concreto pregiudizio arrecato agli interessi vitali dello Stato, all'adozione delle delibere di scioglimento della Società, di trasferimento dell'azienda, di fusione, di scissione, di trasferimento della sede sociale all'estero, di cambiamento dell'oggetto sociale, di modifica dello statuto che sopprimono o modificano i poteri di cui alle lettere (a), (b), (c) e alla successiva lettera (d); (d) nomina di un amministratore al quale non spetta il diritto di voto nelle riunioni consiliari.

La legge 23 dicembre 2005, n. 266 (legge finanziaria 2006) all'art. 1, commi da 381 a 384, al fine di "favorire i processi di privatizzazione e la diffusione dell'investimento azionario" delle società nelle quali lo Stato detiene una partecipazione rilevante, ha introdotto la facoltà di inserire nello statuto delle società privatizzate a prevalente partecipazione dello Stato, come Eni, norme che prevedono l'emissione, anche al valore nominale, di azioni e di strumenti finanziari partecipativi muniti del diritto di voto nell'assemblea ordinaria e straordinaria a favore di uno o più azionisti individuati anche in base alla partecipazione detenuta. L'inserimento di tale modifica dello statuto, subordinatamente all'approvazione comunitaria, comporterà il venir meno del limite del possesso azionario di cui al citato art. 6.1 dello statuto.

Modifiche statutarie

Le modifiche introdotte dalla Legge sulla tutela del risparmio erano già state adottate dall'Assemblea del 25 maggio 2006. Il decreto legislativo n. 303 del 2006, ha apportato alcune modifiche a tale Legge. Il Consiglio di Amministrazione, nella riunione del 29 marzo 2007, ha convocato l'Assemblea degli azionisti anche in sede straordinaria per l'approvazione delle modifiche necessarie al fine di adeguare lo statuto Eni al decreto citato.

Rapporti con gli azionisti e gli investitori

Contestualmente all'avvio del processo di privatizzazione, Eni ha adottato una politica di comunicazione, in conformità al Codice di Comportamento, volta a instaurare un costante dialogo con gli investitori istituzionali, con gli azionisti e con il mercato e ad assicurare la regolare diffusione di un'informativa completa, corretta e tempestiva sulla propria attività, con l'unico limite delle esigenze di riservatezza che talune informazioni possono presentare. L'informativa agli investitori, al mercato e alla stampa è assicurata dai comunicati stampa, da incontri periodici con gli investitori istituzionali, con la comunità finanziaria e con la stampa, nonché dall'ampia documentazione resa disponibile e costantemente aggiornata sul sito *internet* di Eni. Apposite funzioni di Eni assicurano i rapporti con gli investitori, con gli azionisti e con gli organi di informazione.

I rapporti con gli investitori e gli analisti finanziari sono intrattenuti dal responsabile dell'unità *Investor Relations*. Le informazioni di loro interesse sono disponibili sul sito Eni e possono essere chieste anche tramite l'*e-mail* investor.relations@eni.it.
I rapporti con gli organi di informazione sono intrattenuti dal responsabile dell'unità Comunicazione Esterna.
I rapporti con gli azionisti sono intrattenuti dal responsabile della Segreteria Societaria. Le informazioni di loro interesse sono disponibili sul sito Eni e possono essere chieste anche tramite l'*e-mail* segreteriasocietaria.azionisti@eni.it, nonché al numero verde 800940924 (dall'estero: 80011223456).
Le informazioni riguardanti i rendiconti periodici e gli eventi o le operazioni rilevanti sono diffuse tempestivamente al pubblico, anche mediante pubblicazione sul sito *internet* di Eni. Sempre sul sito, sono disponibili i comunicati stampa della Società, le procedure in materia di *corporate governance*, la documentazione distribuita nel corso degli incontri con gli analisti finanziari, gli avvisi agli azionisti e agli obbligazionisti, nonché l'informativa e la documentazione sugli argomenti all'ordine del giorno delle assemblee degli azionisti e degli obbligazionisti, nonché i relativi verbali. La documentazione è inviata gratuitamente a chiunque ne faccia richiesta.

Trattamento delle informazioni societarie

Il 28 febbraio 2006 il Consiglio di Amministrazione ha aggiornato la "Procedura di comunicazione al mercato di documenti e informazioni riguardanti le attività del Gruppo", pubblicata sul sito *internet* di Eni, approvata il 18 dicembre 2002.
La procedura – che recepisce le indicazioni della Consob, della Borsa Italiana e della "Guida per l'informazione al mercato" emessa nel giugno 2002 dal Forum Ref sull'informativa societaria, nonché di quelle contenute nelle norme di recepimento della direttiva europea sul *Market Abuse* – fissa i requisiti della comunicazione al pubblico delle informazioni privilegiate (materialità, chiarezza, omogeneità, simmetria informativa, coerenza e tempestività) e definisce le regole per acquisire dalle società controllate i dati e le notizie necessari a fornire un'adeguata e tempestiva informativa al Consiglio e al mercato sugli eventi e sulle circostanze che possono concretizzarsi in informazioni privilegiate.
La procedura individua altresì i provvedimenti da assumere in caso di violazione delle disposizioni contenute nella stessa, anche tenuto conto delle nuove fattispecie oggetto di sanzioni penali e amministrative introdotte dalla Legge sulla tutela del pubblico risparmio.
Detta procedura è stata aggiornata il 29 settembre 2006 per tener conto degli orientamenti interpretativi forniti in materia dalla Consob con la Comunicazione del 28 marzo 2006. La procedura è pubblicata sul sito *internet* di Eni.
Il Codice di Comportamento di Eni definisce gli obblighi di riservatezza cui sono tenuti i dipendenti del Gruppo ai fini del trattamento delle informazioni riservate.
Gli amministratori e i sindaci assicurano la riservatezza dei documenti e delle informazioni acquisiti nello svolgimento dei loro compiti e osservano il rispetto della procedura adottata da Eni per la gestione interna e la comunicazione all'esterno di tali documenti e informazioni.

Registro delle persone che hanno accesso ad informazioni privilegiate

Il 28 febbraio 2006 il Consiglio ha approvato la procedura, pubblicata sul sito *internet* di Eni, relativa alla "Tenuta e aggiornamento del Registro delle persone che hanno accesso a informazioni privilegiate in Eni", in ottemperanza alle disposizioni dell'art. 115 *bis* del TUF.
La procedura, che recepisce le disposizioni del Regolamento Emittenti della Consob, definisce: (i) le modalità e i termini di iscrizione nel registro e dell'eventuale successiva cancellazione delle persone che, in ragione dell'attività lavorativa o professionale ovvero in ragione delle funzioni svolte per conto di Eni, hanno accesso su base regolare od occasionale a informazioni privilegiate; (ii) le modalità di comunicazione all'interessato dell'avvenuta iscrizione e/o cancellazione dal registro e della relativa motivazione.
La procedura ha decorrenza dal 1° aprile 2006. È stata aggiornata il 29 settembre 2006 per tener conto degli orientamenti interpretativi forniti in materia dalla Consob con la Comunicazione del 28 marzo 2006. La procedura è pubblicata sul sito *internet* di Eni.

Internal Dealing

Nella stessa riunione del 28 febbraio 2006, il Consiglio ha approvato la "Procedura relativa all'identificazione dei soggetti rilevanti e alla comunicazione delle operazioni da essi effettuate, anche per interposta persona, aventi a oggetto azioni emesse da Eni SpA o altri strumenti finanziari a esse collegati" (Procedura *Internal dealing*), pubblicata sul sito *internet* di Eni, che con decorrenza 1° aprile 2006 sostituisce il "Codice in materia di negoziazione di strumenti finanziari emessi da Eni SpA e da società controllate quotate *(Internal dealing)*", approvato dal Consiglio il 18 dicembre 2002.
La procedura è redatta in ottemperanza alle disposizioni dell'art. 114, comma 7, del TUF.

La procedura, che recepisce le disposizioni del Regolamento Emittenti della Consob, (i) individua le persone rilevanti; (ii) definisce le operazioni aventi a oggetto azioni emesse da Eni SpA o altri strumenti finanziari a esse collegati; (iii) fissa le modalità e i termini delle comunicazioni a Eni delle operazioni effettuate nonché i termini di diffusione al pubblico delle comunicazioni stesse.
La procedura prevede inoltre, in aggiunta agli obblighi normativi, specifici periodi dell'anno durante i quali le persone rilevanti indicate sopra non possono effettuare operazioni *(blocking periods)*.

La procedura è stata aggiornata il 29 settembre 2006 per tener conto degli orientamenti interpretativi forniti in materia dalla Consob con la Comunicazione del 28 marzo 2006.

* * *

Di seguito sono riportate le tabelle indicate nel documento "Guida alla compilazione della relazione sulla "*corporate governance*" emesso nel marzo 2004 dall'Assonime e dalla Emittenti Titoli SpA.

Struttura del Consiglio di Amministrazione e dei comitati

	Consiglio di Amministrazione					**Comitato Controllo Interno**		***Compensation Committee***		**Osservatorio Petrolifero Internazionale**	
Componenti	esecutivi	non esecutivi	indipendenti	% presenze [3]	n. altri incarichi [2]	appartenenza	% presenze	appartenenza	% presenze	appartenenza	% presenze
Presidente											
Roberto Poli		X		100%	4						
Amministratore Delegato											
Paolo Scaroni	X			100%	4					X	40
Consiglieri											
Alberto Clô (*)		X	X	94%	4	X	87			X	100
Renzo Costi (*)		X	X	69%		X	67	X	100		
Dario Fruscio		X	X	56%						X	60
Marco Pinto		X		81%		X	60	X	78		
Marco Reboa (*)		X	X	100%	5	X	100			X	100
Mario Resca		X	X	81%	3			X	100		
Pierluigi Scibetta		X	X	81%	1	X	87	X	100		
Numero riunioni 2006	**16**					**15**		**9**		**5**	

(1) Incarichi di amministratore o sindaco ricoperti in altre società quotate in mercati regolamentati, anche esteri, in società finanziarie, bancarie, assicurative o di rilevanti dimensioni.
(*) Designato dalla lista di minoranza.

Il Codice di autodisciplina prevede la possibilità di costituire all'interno del Consiglio un comitato per le proposte di nomina alla carica di amministratore "soprattutto nei casi in cui il Consiglio rilevi la difficoltà, da parte degli azionisti, di predisporre le proposte di nomina, come può accadere nelle società quotate a base azionaria diffusa". Il comitato non è stato costituito in considerazione della natura dell'azionariato della società, nonché della circostanza che ai sensi di statuto gli amministratori sono nominati dall'Assemblea sulla base di liste presentate dagli azionisti o dal Consiglio di Amministrazione.

Collegio Sindacale

Componenti	**% presenze riunioni del Collegio Sindacale**	**% presenze riunioni del Consiglio di Amministrazione**	**N. altri incarichi [1]**
Presidente			
Paolo Andrea Colombo	100	94	6
Sindaci effettivi			
Filippo Duodo	55	81	1
Edoardo Grisolia	65	63	
Riccardo Perotta (*)	95	88	3
Giorgio Silva (*)	95	100	2
Numero riunioni 2006	**20**	**16**	

(1) Incarichi di amministratore o sindaco ricoperti in altre società quotate in mercati regolamentati italiani.
(*) Designato dalla lista di minoranza.

Per la presentazione delle liste è necessario il possesso di almeno l'1% delle azioni aventi diritto di voto nell'Assemblea ordinaria.

Altre previsioni del codice di autodisciplina (predisposta in relazione al Codice 2002)

	Sì	No
Sistema delle deleghe e operazioni con parti correlate		
Il CdA ha attribuito deleghe definendone:		
a) limiti	X	
b) modalità d'esercizio	X	
c) e periodicità dell'informativa	X	
Il CdA si è riservato l'esame e approvazione delle operazioni aventi un particolare rilievo economico, patrimoniale e finanziario (incluse le operazioni con parti correlate)?	X	
Il CdA ha definito linee-guida e criteri per l'identificazione delle operazioni "significative"?	X	
Le linee-guida e i criteri di cui sopra sono descritti nella relazione?	X	
Il CdA ha definito apposite procedure per l'esame e approvazione delle operazioni con parti correlate?		X (*)
Le procedure per l'approvazione delle operazioni con parti correlate sono descritte nella relazione?		X (*)
Procedure della più recente nomina di amministratori e sindaci		
Il deposito delle candidature alla carica di amministratore è avvenuto con almeno dieci giorni di anticipo?	X	
Le candidature alla carica di amministratore erano accompagnate da esauriente informativa?	X	
Le candidature alla carica di amministratore erano accompagnate dall'indicazione dell'idoneità a qualificarsi come indipendenti?	X	
Il deposito delle candidature alla carica di sindaco è avvenuto con almeno dieci giorni di anticipo?	X	
Le candidature alla carica di sindaco erano accompagnate da esauriente informativa?	X	
Assemblee		
La società ha approvato un Regolamento di Assemblea?	X	
Il Regolamento è allegato alla relazione (o è indicato dove esso è ottenibile/scaricabile)?	X	
Controllo interno		
La società ha nominato i preposti al controllo interno?	X	
I preposti sono gerarchicamente non dipendenti da responsabili di aree operative?	X	
Unità organizzativa preposta al controllo interno (ex art. 9.3 del Codice)		*Internal Audit*
Investor relations		
La società ha nominato un responsabile *investor relations*?	X	
Unità organizzativa e riferimenti (indirizzo/fax/*e-mail*) del responsabile *investor relations*		*Investor Relations* (**)

(*) Le procedure sono in corso di preparazione e saranno formalizzate non appena noti i "principi generali emanati dalla Consob" di cui all'art. 2391 *bis* del codice civile introdotto dal D.Lgs. 28 dicembre 2004, n. 310.

(**) Eni SpA - Piazza Vanoni, 1 - San Donato Milanese (Milano) 20097 Italia - Tel. +39 02 52051651 - Fax +39 02 52031929 - investor.relations@eni.it.

Impegno per lo sviluppo sostenibile

INTRODUZIONE

Nel rispetto della tradizione Eni, facendo leva sulla propria storia, su valori consolidati nel tempo, sulle competenze e sulla passione delle proprie persone, ha confermato e rinnovato un forte impegno per lo sviluppo sostenibile, che coinvolge vari aspetti dell'attività, dalla valorizzazione delle persone, all'attenzione per l'ambiente, allo sviluppo delle comunità, all'innovazione tecnologica. Questo è prioritario per tutte le imprese, ma ancor di più per una grande società internazionale che opera in un settore in cui la corretta gestione delle risorse e delle tematiche sociali e ambientali è un fattore chiave di successo.

Eni è impegnata per garantire la sostenibilità dei risultati nel tempo ampliando il rapporto con gli *stakeholder* di riferimento, migliorando le *performance* aziendali e valorizzando il patrimonio immateriale. Il modello di *business* di Eni sarà pertanto adeguato per assicurare che gli obiettivi di sostenibilità siano parte integrante dei processi gestionali e di sviluppo.

Eni, valorizzando la propria esperienza, ha introdotto nel 2006 il tema della Sostenibilità come strumento di gestione e comunicazione integrata. A questo scopo ha avviato uno specifico progetto che ha coinvolto diverse unità organizzative e ha determinato la costituzione di una struttura dedicata alla Sostenibilità.

Nella seduta del 22 febbraio 2007, il Consiglio di Amministrazione di Eni ha discusso e approvato le linee strategiche contenute nel Piano Strategico 2007-2010 in cui sono state anche individuate le principali sfide e impegni in tema di Sostenibilità che Eni dovrà affrontare nei prossimi anni.

Il sistema di reportistica Eni 2006 è arricchito, per la prima volta, dal bilancio di Sostenibilità, pubblicato contestualmente al Bilancio 2006 e disponibile nelle sezioni "Sostenibilità" e "*Investor Relations*" del sito *web* **www.eni.it**.

In tema di diritti umani, Eni sostiene dal 2001 l'iniziativa delle Nazioni Unite Global Compact finalizzata a promuovere tra le imprese politiche e pratiche orientate alla sostenibilità attraverso la condivisione e l'applicazione di dieci principi fondamentali in materia di diritti umani, *standard* di lavoro, tutela dell'ambiente, lotta alla corruzione.

Sfide e impegni

Relativamente alle diverse aree d'impatto della Sostenibilità, Eni ha individuato le principali sfide che le imprese dell'*oil & gas* si troveranno a fronteggiare nei prossimi anni e ha definito i propri impegni per perseguire uno sviluppo sostenibile.

Governance* e *stakeholder engagement

Alla crescente attenzione sulla trasparenza e sulla sostenibilità del modello e dei processi di *governance* Eni risponde impegnandosi principalmente a:

- Mantenere e rafforzare un sistema di *governance* che rappresenti la *best practice* internazionale, in grado di gestire la complessità delle situazioni in cui Eni si trova a operare in numerosi Paesi del mondo e delle sfide da affrontare per lo sviluppo sostenibile;
- Adottare forme sistematiche di "*engagement*" degli *stakeholder*, estendendo il dialogo sui temi della sostenibilità e della responsabilità d'impresa con i legittimi portatori d'interesse.

Persone

Alla competizione per assumere e trattenere le risorse qualificate, alla necessità di favorire lo sviluppo del personale a livello locale, promuovendo al contempo la tutela della salute e garantendo elevati *standard* di sicu-

rezza, Eni risponde impegnandosi principalmente a:
- Attrarre le migliori risorse a livello nazionale e internazionale;
- Gestire le risorse umane a livello internazionale con strumenti omogenei, valorizzando le diversità;
- Promuovere la salute del personale e garantire la sicurezza dei dipendenti, dei contrattisti e delle comunità;
- Valorizzare il potenziale e le professionalità delle proprie risorse.

Responsabilità ambientale

Alla sfida mondiale di soddisfare la crescente domanda di energia mitigando al contempo le emissioni e gli impatti sugli ecosistemi, Eni risponde impegnandosi principalmente a:
- Sviluppare in via preferenziale le fonti fossili a bassa intensità di carbonio, in particolare il gas naturale;
- Partecipare attivamente ai sistemi di *Emission Trading (ETS)* e realizzare progetti di riduzione delle emissioni basati sui Meccanismi Flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto;
- Mitigare l'impatto ambientale locale delle attività migliorando le *performances* ambientali e attuando interventi di recupero e riutilizzo delle risorse;
- Ridurre l'impronta ecologica anche attraverso l'attività di bonifica e pieno ripristino ambientale;
- Conservare la biodiversità anche migliorando le tecniche di monitoraggio degli ecosistemi *offshore* e *onshore*.

Innovazione

Alla strategicità che il ruolo dell'innovazione tecnologica ha assunto per l'impiego sostenibile delle fonti energetiche, Eni risponde impegnandosi principalmente a:
- Sviluppare tecnologie volte ad aumentare la disponibilità di idrocarburi, massimizzando l'utilizzo delle riserve esistenti e salvaguardando l'ambiente e la sicurezza nella ricerca di nuove risorse;
- Ridurre il contributo al cambiamento del clima investendo in innovazione in grado di generare discontinuità quali le tecnologie solari emergenti;
- Anticipare costantemente la normativa sulla qualità dei carburanti, l'evoluzione delle motorizzazioni e delle richieste del mercato, presidiando e estendendo la commercializzazione di bio-carburanti a elevate prestazioni e a ridotto impatto ambientale.

Territorio e comunità

Alle attese di coinvolgimento e di supporto allo sviluppo delle comunità locali, Eni risponde impegnandosi principalmente a:
- Promuovere la consultazione degli *stakeholder*, anche a livello locale sui progetti industriali, con l'obiettivo di favorire la valorizzazione del sistema socio-economico dei Paesi e delle comunità locali in cui opera:
- Collaborare con i governi e le autorità locali e nazionali, con le organizzazioni non governative internazionali su temi prioritari;
- Promuovere iniziative per il supporto della capacità autonoma di sviluppo delle comunità locali.

Stakeholder engagement

Eni è consapevole che la creazione di valore e la sua sostenibilità nel tempo dipendono dalla qualità dei rapporti con i propri *stakeholder*. La strategia di Eni prevede un forte impegno per la promozione di un dialogo aperto e costruttivo con tutte le organizzazioni legittimamente interessate alle sue attività e per rispettarne le esigenze.

Questo approccio è fondamentale per una grande impresa internazionale che opera in contesti particolarmente complessi, in cui la corretta gestione dei legittimi interessi e delle aspettative degli *stakeholder* è un fattore chiave di successo.

Eni ha adottato una metodologia di "*engagement*" degli *stakeholder* (identificazione, analisi e consultazione), che fornisce alle proprie unità di *business* gli elementi per recepirne le istanze e accrescere così il livello del consenso intorno ai progetti. Nel corso del 2006, Eni ha inoltre adottato una metodologia di riferimento e di supporto per valutare e gestire gli impatti sociali generati nei territori dove opera attraverso l'introduzione di "*Eni Guide to Social Impact Assessment (SIA)*". Tale documento, sviluppato sulla base dei più avanzati *standard* internazionali, contiene:
- il riferimento a principi e valori Eni;
- la categorizzazione delle problematiche socio-economiche più rilevanti;
- una metodologia di valutazione degli impatti;
- gli strumenti operativi per la gestione degli impatti all'interno dei progetti;
- una dettagliata bibliografia di riferimento.

Durante la sua predisposizione, la guida è stata testata come *working document* presso alcune realtà operative (Kashagan, Karachaganak, Australia, Norvegia).

Una completa informativa sulle modalità di gestione dello *stakeholder engagement* è presente nel sito *web* **www.eni.it** "Sezione Sostenibilità" e nel Bilancio di Sostenibilità.

RISORSE UMANE E ORGANIZZAZIONE

Per Eni le persone che operano all'interno del suo sistema produttivo costituiscono un patrimonio da salvaguardare e valorizzare con attenti percorsi di crescita professionale. Questo percorso, che passa attraverso uno sviluppo attento e percorsi formativi mirati al ruolo e alla persona, insieme al rispetto di valori etici comuni, costituiscono fattori chiave per la creazione di valore sostenibile nel tempo. I principali obiettivi che Eni ha in relazione alle risorse umane sono i seguenti: assicurare la sicurezza e la salute di tutti i dipendenti e dei contrattisti; pianificare le iniziative di gestione e sviluppo delle risorse umane orientando lo sviluppo e la crescita personale in coerenza con l'evoluzione del *business*; attrarre le migliori risorse a livello nazionale e internazionale, attraverso un'intensa relazione con le università, i centri ricerca, contribuendo attivamente alla formazione delle nuove generazioni; sviluppare e condividere il *know-how*, attraverso la sistematizzazione e diffusione delle conoscenze e delle *best practice* aziendali e internazionali; gestire le risorse umane a livello internazionale con strumenti omogenei, nel rispetto delle diverse legislazioni e culture locali; ottenere importanti risultati nel campo delle relazioni industriali in ambito sia nazionale sia internazionale; conseguire la massima efficacia dalle attività di comunicazione interna, coinvolgimento e di formazione.

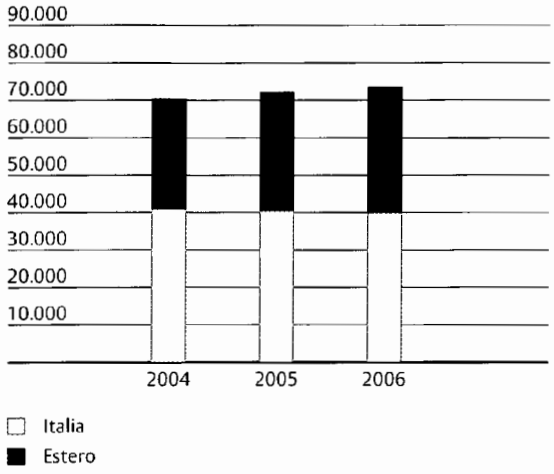
Una completa informativa sulle modalità di gestione delle risorse umane è presente nel sito *web* **www.eni.it** "Sezione Sostenibilità" e nel Bilancio di Sostenibilità.

Occupazione e Costo Lavoro

L'occupazione al 31 dicembre 2006 è di 73.572 unità con un aumento di 1.314 unità rispetto al 31 dicembre 2005, pari al 1,8%, determinato dall'incremento di 1.741 locali estero e dalla diminuzione di 427 occupati italiani. I dipendenti assunti in Italia sono 39.765 (54% dell'occupazione complessiva), di cui 36.881 operanti in territorio nazionale, 2.697 operanti all'estero e 187 marittimi, con una diminuzione di 427 unità, di cui 41 unità dovuta alla variazione del campo di consolidamento.
Nel 2006 è proseguito il processo di miglioramento del *mix* qualitativo delle risorse umane del Gruppo con 2.208 assunzioni, di cui 722 con contratto di lavoro a

Occupazione a fine periodo (numero)	2004	2005	**2006**	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	7.477	8.030	**8.336**	306	3,8
Gas & Power	12.843	12.324	**12.074**	(250)	(2,0)
Refining & Marketing	9.224	8.894	**9.437**	543	6,1
Petrolchimica	6.565	6.462	**6.025**	(437)	6,8
Ingegneria e Costruzioni	25.819	28.684	**30.902**	2.218	7,7
Altre attività	4.983	2.636	**2.219**	(417)	(15,8)
Corporate e società finanziarie	3.437	5.228	**4.579**	(649)	(12,4)
	70.348	72.258	**73.572**	1.314	1,8

Occupazione a fine periodo



tempo determinato. Le assunzioni a tempo indeterminato e quelle con contratti di inserimento e di apprendistato (complessivamente 1.486 unità) hanno riguardato prevalentemente personale laureato (824 unità, di cui 532 ingegneri) e diplomato (632 unità) inseriti in posizioni operative. Nell'esercizio sono stati risolti 2.599 rapporti di lavoro, di cui 1.960 a tempo indeterminato e 639 a tempo determinato.

I dipendenti assunti e operanti all'estero sono 33.807 (46% dell'occupazione complessiva) con un aumento di 1.741 unità dovuto principalmente al saldo positivo (1.853 unità) fra assunzioni e risoluzioni a tempo determinato in Saipem e Snamprogetti e a quello negativo (112 unità) fra risoluzioni e assunzioni a tempo indeterminato nelle restanti Società.

Il costo lavoro passa da 3.351 milioni di euro nel 2005 a 3.646 milioni di euro nel 2006, in aumento di 295 milioni di euro, pari all'8,8% a causa dell'incremento dei costi per esodi agevolati, delle ordinarie dinamiche retributive e dell'incremento dell'occupazione media all'estero, prevalentemente nel settore Ingegneria e Costruzioni. Tali effetti sono stati parzialmente compensati da una riduzione dell'occupazione media in Italia.

Organizzazione

Sono stati realizzati rilevanti interventi di adeguamento delle strutture e dei processi organizzativi in linea con il modello di compagnia integrata adottato da Eni e che prevede: la piena responsabilizzazione dei *business* e la loro integrazione su iniziative trasversali, il rafforzamento del ruolo Corporate di indirizzo e coordinamento, la condivisione dei servizi al *business* in ottica di efficienza e qualità del servizio erogato, il governo integrato e controllo delle *performance* attraverso i capi famiglia professionale, la semplificazione complessiva dell'assetto organizzativo e societario, la compliance di processi e sistemi di controllo alle normative e ai regolamenti.

Gestione e sviluppo delle risorse umane

Sono state avviate e in parte concluse numerose attività volte a rendere più efficaci le attività di valutazione e sviluppo delle risorse umane. In particolare, è stato attuato un programma di ringiovanimento della forza manageriale che ha determinato una significativa riduzione dell'età media a tutti i livelli della struttura e sono state rafforzate le attività di valutazione del potenziale di sviluppo manageriale delle risorse, affiancando a quelle effettuate dalle linee aziendali (gerarchiche e funzionali), *appraisal* svolti da specialisti esterni; le attività hanno coinvolto *key manager*, giovani *manager* in sviluppo, giovani quadri in sviluppo e giovani laureati. Sono state aggiornate le *policy* per il personale impiegato fuori dall'Italia e introdotti schemi di *compensation* coerenti con le dinamiche che caratterizzano il mercato delle risorse internazionali. Inoltre è in fase di revisione l'intero corpo normativo e metodologico per la pianificazione, gestione e sviluppo delle risorse umane, anche a seguito della crescente importanza delle tematiche di sostenibilità.

Eni, con circa il 46% dei dipendenti di nazionalità non italiana considera da sempre la diversità come un elemento che genera valore e la capacità di gestirla un importante fattore di successo. Eni, nei paesi in cui opera, promuove lo sviluppo delle competenze delle risorse umane locali e la costruzione di una cultura comune condivisa attraverso numerose iniziative di formazione orientate alla comprensione delle diversità interculturali, alla comunicazione interculturale, al *multicultural teamwork*, iniziative, queste, realizzate anche nell'ambito del Comitato aziendale europeo Eni, con il coinvolgimento delle organizzazioni sindacali.

Formazione

Eni considera la formazione uno dei punti di forza della gestione delle risorse umane. Il numero di ore erogato ogni anno e le persone coinvolte nei processi di formazione evidenziano un impegno significativo in Italia e all'estero.

Nel 2006 sono stati spesi per la formazione, in Italia, 22,6 milioni di euro (incremento del 2% circa rispetto allo scorso anno), erogate complessivamente 1.167.633 ore di formazione (riduzione del 1% circa rispetto al 2005) con il coinvolgimento di 23.941 risorse (737 dirigenti, 4.822 quadri, 12.190 impiegati e 6.192 operai) per un totale di 90.319 partecipazioni.

All'estero sono stati spesi 34,6 milioni di euro e sono state erogate complessivamente 1.131.530 ore di formazione, con la partecipazione di 8.091 risorse

(208 *senior manager*, 2.604 *middle manager* e *senior staff*, 3.585 impiegati e 1.694 operai) per un totale di 28.487 partecipazioni.
Eni Corporate University, in qualità di società del Gruppo dedicata alle attività di reperimento, selezione, formazione e *knowledge management*, persegue l'obiettivo di allineare la qualità delle risorse umane alle strategie d'impresa, presidiando l'intero "ciclo della conoscenza", dalla pianificazione dei fabbisogni delle professionalità critiche, alla "costruzione" in *partnership* con il sistema universitario di percorsi accademici integrati, fino alla selezione dei nuovi talenti e alla loro formazione durante tutto l'arco della vita professionale. Nel 2006 ha effettuato una rilevazione approfondita dello stato dell'arte delle iniziative sviluppate dalle diverse aree di *business* in tema di *Knowledge Management* ed è stato elaborato il "Programma Eni per lo sviluppo del sistema delle conoscenze 2007-2008".

Ad inizio 2007 è stato celebrato il cinquantesimo anno dalla fondazione della Scuola Mattei, che svolge fin dal 1957 attività di ricerca e formazione post-universitaria. L'integrazione dell'energia e dell'ambiente e l'internazionalità sono le caratteristiche distintive della Scuola, che dalla sua fondazione ad oggi ha formato quasi 2.500 giovani, di cui il 55% stranieri provenienti da circa 100 Paesi. Di recente, sono stati istituiti 3 nuovi indirizzi di studio, che prevedono il coinvolgimento di circa 100 allievi, sia italiani che stranieri.

Relazioni industriali

Le relazioni industriali, nell'ambito di un sistema ormai consolidato e strutturato, hanno costituito un coerente ed efficace supporto alle scelte strategiche di Eni e alla realizzazione dei processi di riorganizzazione in atto.
Nel corso dell'anno sono stati rinnovati i contratti collettivi relativi ai settori Energia e Petrolio e Chimico, scaduti a fine 2005, mentre per quanto attiene il comparto Gas-Acqua, il cui contratto è anch'esso scaduto a fine 2005, la trattativa è ancora aperta. Anche a livello internazionale è proseguito il consueto dialogo con le rappresentanze sindacali, in particolare in sede di incontri con il Comitato Aziendale Europeo. L'Eni *Multicultural Training Project* - il progetto formativo realizzato congiuntamente da Eni e dai delegati CAE dei Paesi europei di volta in volta coinvolti - di recente attuato in Francia per 300 risorse della Saipem SA - ha ottenuto a fine 2006, nell'ambito della sostenibilità e della responsabilità sociale d'impresa, il 1° Premio Etica&Impresa.

Salute

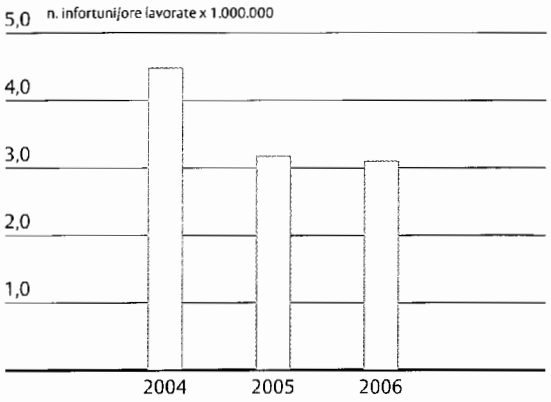
Le attività a tutela della salute mirano a un miglioramento generale delle condizioni di lavoro e si sviluppano attraverso tre modalità principali d'intervento:
- protezione dello stato di salute dei lavoratori;
- prevenzione degli infortuni e delle malattie professionali;
- promozione della salute mediante interventi di prevenzione primaria e diagnosi precoce.

Un'organizzazione di 307 strutture sanitarie aziendali situate nelle principali aree operative, di cui 217 all'estero gestite da personale espatriato e locale (415 medici e 442 paramedici), e un insieme di accordi internazionali con le migliori strutture locali e centri medici internazionali consente di garantire un servizio efficiente e risposte tempestive alle emergenze.
Nel 2006 è stato ulteriormente implementato il Programma E-Medicine per migliorare la qualità del supporto sanitario fornito ai dipendenti e agli operatori sanitari in Italia e all'estero, che integra le tecnologie informatiche con i sistemi di telecomunicazione avanzati.
Eni ha avviato per i propri dipendenti un programma di prevenzione sia a livello informativo sia attraverso *screening* e interventi diretti ai quali si aderisce su base volontaria.
Nel campo della prevenzione delle patologie infettive, è proseguita da parte delle strutture sanitarie di Eni in Italia la campagna di vaccinazione antinfluenzale che riscuote una elevata adesione da parte dei dipendenti.
In ambito internazionale Eni ha promosso campagne di informazione mirate per la tutela dei propri dipendenti, delle famiglie e delle popolazioni locali con le quali interagisce per la prevenzione della malaria (Nigeria) e la prevenzione della trasmissione del virus HIV (Nigeria e Congo).
Per i dipendenti che si recano a lavorare all'estero Eni ha previsto un programma di prevenzione mirato e programmi formativi sui rischi di tipo medico presenti in ciascun Paese dove il dipendente potrebbe recarsi ed i suggerimenti per affrontarli e neutralizzarli.
È stato inoltre stipulato un accordo con International SOS che garantisce la fornitura di servizi sanitari qualificati per qualunque esigenza operativa in qualunque parte del mondo, oltre ad assicurare le evacuazioni ed i rimpatri assistiti nei casi di gravi emergenze sanitarie.

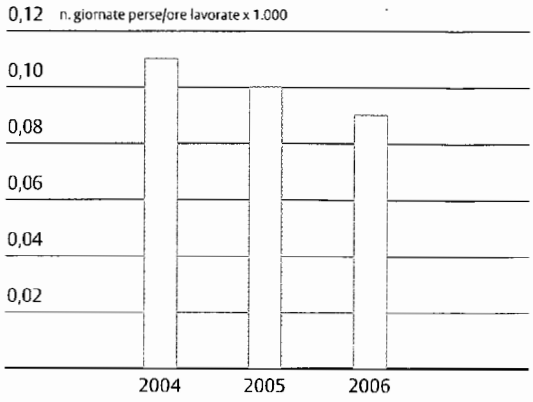
Sicurezza

Eni ha sempre dedicato un grande impegno alle tematiche inerenti la sicurezza dei lavoratori, delle popolazioni limitrofe agli insediamenti e dei propri *asset* produttivi, basando la propria strategia su:
- la diffusione della cultura della sicurezza all'interno dell'organizzazione;

Indice di frequenza infortuni totali Eni



Indice di gravità infortuni totale Eni



- una politica comune, procedure operative specifiche dedicate e adeguati sistemi di gestione in linea con i migliori *standard* internazionali;
- il controllo, la prevenzione e la protezione dall'esposizione a situazioni pericolose;
- la minimizzazione dell'esposizione dei rischi in ogni attività produttiva.

Nella Guida Eni sulla valutazione e mitigazione dei rischi emessa da HSE Corporate del 2004 sono indicate le metodiche per l'individuazione dei pericoli, la valutazione e la mitigazione dei rischi associati agli impianti, ai processi, alle modalità di trasporto, agli ambienti di lavoro, alle sostanze chimiche e ai preparati utilizzati, prodotti e venduti.

Questo processo prevede le seguenti fasi:

- identificazione di tutte le esposizioni a eventuali pericoli connessi ai processi, ai prodotti e alle operazioni svolte;
- valutazione del rischio rispetto alla gravità e alla frequenza dell'evento infortunistico;
- investigazione e analisi degli incidenti al fine di trarre insegnamenti e accrescere la capacità di prevenzione;
- sviluppo di un piano d'azione per la minimizzazione del rischio imperniato principalmente su investimenti tecnologici, implementazione dei sistemi di gestione della sicurezza, addestramento e formazione del personale;
- attività di monitoraggio e revisione basata sull'individuazione, valutazione, correzione delle *performance* individuali e di processo.

Nel 2006 gli indicatori di sicurezza sono migliorati rispetto al 2005. L'indice di frequenza è stato pari a 3,07 con una riduzione del 3%; quello di gravità è stato pari a 0,09, inferiore del 10%.

LA RESPONSABILITÀ AMBIENTALE

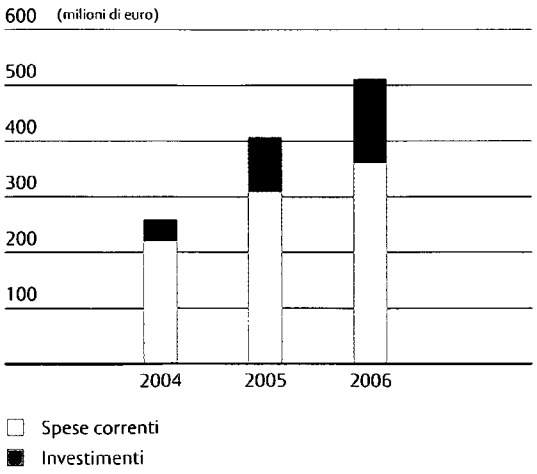
Scenario di riferimento

L'attenzione ai grandi temi della sostenibilità ambientale e i corrispondenti sviluppi normativi a livello internazionale stimolano le imprese ad impegni, su temi ambientale sia a forte criticità locale che globale.
Il principio precauzionale che ispira la normativa vigente, richiede che le azioni che l'impresa intraprende per ridurre la propria impronta ambientale, siano coerenti con una logica che privilegia la prevenzione al rimedio.
Inoltre, il contesto operativo si caratterizza per una crescente avversione al rischio, che pone vincoli più stretti alla "licenza di operare", per una progressiva internalizzazione delle esternalità ambientali e, infine, per una crescente partecipazione degli *stakeholder* locali ai processi decisionali. Di conseguenza all'impresa è richiesta una maggiore trasparenza sulle proprie *performance* ambientali, in quanto esse sono oggetto di un attento scrutinio da parte degli *stakeholder*. Nell'ambito delle proprie attività, Eni è attivamente impegnata a ridurre la propria impronta ambientale, riducendo i consumi energetici e di acqua, l'inquinamento "locale" di aria, acqua e suolo, la produzione di rifiuti, nonché a bonificare e ripristinare aree industriali e siti produttivi dismessi. Una particolare attenzione è rivolta alla tutela della biodiversità.
Una completa informativa sulla riduzione dell'impronta ambientale e sulla tutela della biodiversità è presente nel sito *web* **www.eni.it** "Sezione Sostenibilità" e nel Bilancio di Sostenibilità.

Uso razionale delle risorse naturali

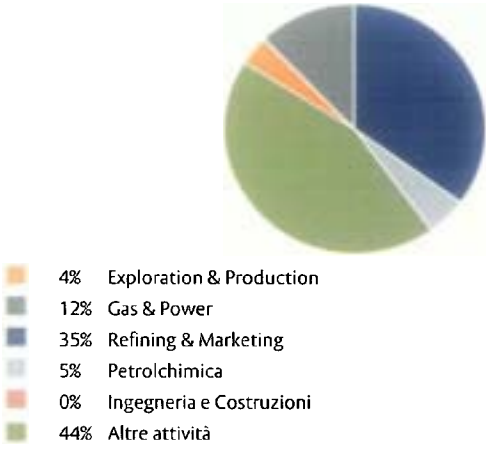
La gestione delle risorse naturali è finalizzata all'uso razionale e sostenibile delle stesse e alla loro protezione in tutte le attività operative di Eni.

Spesa per la tutela del suolo



Spesa per la tutela del suolo 2006

510 milioni di euro



L'applicazione delle migliori tecnologie disponibili per il controllo delle emissioni in atmosfera è uno dei cardini dell'attuale normativa ambientale (IPPC/AIA, Testo Unico Ambientale 152/06) e trova una risposta responsabile da parte di Eni in una progressiva riduzione dell'impatto dei processi produttivi sull'ambiente.
A tale scopo sono stati approvati investimenti volti al miglioramento tecnologico per quanto riguarda i trattamenti degli effluenti di processo, le tecnologie di combustione nelle turbine a gas e dispositivi di abbattimento applicabili nei cicli combinati per la produzione di energia elettrica, il controllo e monitoraggio delle emissioni fuggitive da componenti di impianto e da linee di trasporto dei combustibili.
Le principali direttrici di attuazione della politica di gestione della risorsa idrica riguardano la riduzione del consumo di acqua dolce mediante lo sviluppo di opportunità di riciclo e la minimizzazione dell'impatto degli scarichi idrici che, in alcuni contesti, viene attuata con obiettivi migliorativi rispetto ai vincoli normativi.
Sono stati realizzati investimenti per l'adozione di cicli produttivi integrati finalizzati ad un uso combinato e limitato delle acque, per la realizzazione di impianti di trattamento acque di scarico con le migliori tecnologie disponibili e per la messa a punto di sistemi di monitoraggio in grado di assicurare il controllo periodico dei parametri più significativi.
La protezione del suolo e delle falde acquifere è considerato un aspetto di elevata rilevanza ambientale, al quale si dedica un grande e continuativo impegno sia organizzativo che economico. Sono stati avviati da tempo piani di salvaguardia del territorio e di bonifica di suoli e falde. Le unità di *business* si sono dotate di un'organizzazione interna, sia per gli aspetti gestionali che tecnici, e si avvalgono di strutture esterne altamente professionali per realizzare le attività di bonifica.
Eni è inoltre impegnata ad assicurare un presidio sulle attività riguardanti i rifiuti prodotti e gestiti dalle unità di *business*, perseguendo l'obiettivo di ridurne la produzione e di migliorarne le destinazioni finali attraverso l'incremento delle quantità riciclate e recuperate e di quelle avviate ad incenerimento, con una progressiva diminuzione del conferimento a discarica.

Oil Spill

Le attività di produzione, movimentazione e trasporto dei prodotti petroliferi possono comportare sversamenti di prodotto di diversa entità. Eni, al fine di tutelare le aree nelle quali opera, ha definito responsabilità e modalità operative per ridurre l'impatto negativo sull'ambiente derivante dagli *oil spill*; gli strumenti operativi prevedono la collaborazione con società esterne e/o organizzazioni internazionali specializzate.
Nel 2006 sono avvenuti 139 *oil spill* per un totale di 6.150 barili di olio sversato.

Biodiversità

Eni considera la biodiversità come elemento integrante di sviluppo sostenibile ed è impegnata nella valutazione e riduzione dei potenziali impatti delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Questi impegni si concretizzano nel supporto di progetti di conservazione realizzati sia in ambiente terrestre sia marino e nell'organizzazione di iniziative volte ad innalzare l'attenzione sul tema biodiversità. In particolare, i progetti in corso interessano:

- la Val d'Agri, area ecologicamente sensibile e ricca di specie come dimostrato dalla presenza di numerosi siti protetti dall'Unione Europea;
- l'Ecuador, paese in cui sono presenti ecosistemi di inestimabile valore, come le foreste tropicali che ospitano specie rare e a rischio;
- il Mar Mediterraneo, dove viene valutato il ruolo ecosistemico delle piattaforme;
- il Mar Artico, dove l'ecosistema è considerato particolarmente fragile e sensibile per l'assenza di antropizzazione;
- il Kazakhstan, dove si sta organizzando un *workshop* sul tema biodiversità centrato sul Mar Caspio, riserva naturale caratterizzata da notevole varietà di specie rare.

IL FUTURO DELL'ENERGIA E L'INNOVAZIONE

Il Futuro dell'energia

Lo scenario energetico globale è complesso e numerose preoccupazioni sono sorte circa il futuro dell'energia. Il dibattito scaturito circa la progressiva crescita della domanda di energia e il paventato rapido esaurimento delle risorse petrolifere ha spesso offuscato le reali criticità dell'attuale sistema energetico (investimenti insufficienti nel corso degli anni '90, crollo della sovrapproduzione, strozzature e inadeguatezze dei sistemi di raffinazione, sprechi e inefficienze nell'utilizzazione dell'energia da parte dei paesi industrializzati). Nonostante questi eventi gli idrocarburi continueranno a dominare lo scenario energetico nei prossimi decenni rappresentando la fonte energetica più importante e di rilevanza strategica. Eni, come impresa attiva nell'*oil&gas* continuerà ad impegnarsi per soddisfare il fabbisogno energetico.
Eni ritiene che, allo stato delle conoscenze attuali, l'utilizzo massiccio dei combustibili fossili possa contribuire al cambiamento climatico del pianeta ed è pertanto impegnata attivamente per un uso responsabile dell'energia e per la salvaguardia ambientale. Il modello di crescita scelto da Eni è quello dello sviluppo sostenibile. In particolare, Eni è impegnata a mitigare i rischi del cambiamento climatico determinato dall'emissione di gas serra.

Nuovi modelli di *partnership* e accesso alle riserve petrolifere

Le *partnership* con i paesi produttori, le infrastrutture e l'innovazione tecnologica avranno un ruolo fondamentale nel garantire la sicurezza degli approvvigionamenti che rappresenta la principale criticità del sistema energetico mondiale. Infatti, allo stato delle conoscenze attuali, le riserve recuperabili totali di idrocarburi ammontano a quasi 5.000 miliardi di barili e permetteranno di soddisfare i fabbisogni energetici su un orizzonte temporale superiore ai 100 anni. Tuttavia oggi le imprese petrolifere internazionali (IOC) come Eni hanno accesso a meno del 20% delle riserve provate di idrocarburi che sono dunque controllate in gran parte da compagnie petrolifere nazionali (NOC). Le risorse disponibili per gli investimenti delle compagnie internazionali sono limitate e rappresentano nuove sfide tecnologiche ed economiche in particolare nelle nuove frontiere degli idrocarburi convenzionali (ad es. lo sfruttamento di giacimenti localizzati in acque ultraprofonde) e di quelli non convenzionali (come estrazioni di idrocarburi da sabbie bituminose e di oli extra pesanti). Eni è impegnata a mantenere elevati tassi di crescita della produzione e ad assicurare la sostenibilità del *business* nel medio-lungo termine attraverso il rimpiazzo integrale delle riserve prodotte. L'attività di Eni è orientata all'esplorazione di bacini situati in Africa, Mare di Barents, in Medio Oriente e nel Golfo del Messico e allo sviluppo di giacimenti con vita produttiva estesa in Africa Occidentale, Africa Settentrionale e in Kazakhstan.
La valutazione di nuove opportunità di espansione nel campo degli "oli non convenzionali" e l'obiettivo di accrescere l'indice di rimpiazzo delle riserve sono perseguiti, da un lato, intensificando gli sforzi e gli investimenti effettuati in attività di R&S e innovazione tecnologica e, dall'altro, prestando attenzione agli impatti dei progetti sull'ambiente e le comunità locali.
In questo contesto, Eni è costantemente impegnata ad aggiornare i modelli di cooperazione con i paesi produttori di idrocarburi, per superare le criticità dell'attuale sistema energetico globale. La strategia di collaborazione con i paesi produttori sarà caratterizzata dal dialogo

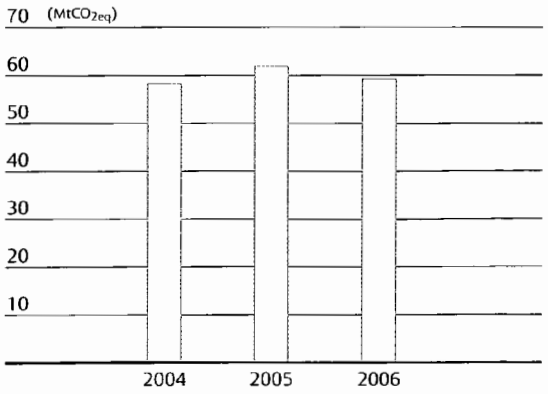
con i *partner*. Eni è pronta a promuovere nuove alleanze strategiche con i Paesi produttori, basate sullo sviluppo congiunto di progetti integrati mirati a rendere realizzabili i traguardi energetici e di sviluppo economico stabiliti dai singoli paesi. Questa prospettiva si traduce in un rinnovato impegno per continuare a sviluppare *partnership* e modelli di cooperazione innovativi e solidali.
In quest'ottica, nel 2006 Eni e la compagnia russa Gazprom hanno firmato un importante accordo strategico che assicurerà all'Italia una quota rilevante dei propri fabbisogni di gas fino al 2035. Una descrizione delle principali caratteristiche di tale accordo e del suo impatto sui fabbisogni energetici del Paese è riportata nel capitolo "Andamento Operativo – Gas & Power" e sul sito **www.eni.it** sotto la sezione Sostenibilità.

Le iniziative per mitigare i rischi del cambiamento climatico

I temi della sicurezza energetica, del cambiamento climatico e delle correlate emissioni di gas serra sono i temi centrali dello sviluppo del sistema energetico. Eni ha definito e adottato una strategia di *Carbon Management* che si pone come obiettivi:

- lo sviluppo preferenziale delle fonti fossili a bassa intensità di carbonio, in particolare del gas naturale;
- l'integrazione gas-elettricità, sfruttando l'elevata efficienza dei cicli combinati e della cogenerazione;
- la partecipazione attiva ai sistemi di *Emission Trading*, promuovendo la riduzione delle emissioni nei propri impianti industriali;
- la realizzazione di progetti di riduzione basati sui Meccanismi Flessibili CDM (*Clean Development Mechanism*) e JID (*Joint Implementation Project*) previsti dal Protocollo di Kyoto;
- la progressiva riduzione del *flaring* e del *venting* del gas associato alla produzione del petrolio, creando le condizioni per la valorizzazione del gas sul mercato locale o internazionale;
- lo sviluppo delle tecnologie per la separazione e il confinamento geologico della CO_2;
- il disegno e la promozione di un sistema energetico sostenibile basato su una pluralità di fonti e tecnologie ad alta efficienza.

Eni - Emissioni di gas serra



Lungo queste linee di azione Eni ha conseguito risultati che la caratterizzano come un'impresa energetica a basse emissioni di CO_2, sia dirette che indirette.
Per quanto riguarda l'*Emission Trading*, Eni è uno dei maggiori operatori italiani ed europei. In Italia è il primo Gruppo industriale per numero di impianti coinvolti (60 installazioni coinvolte di cui 58 solo in Italia).
Per prepararsi a partecipare all'*Emission Trading*, è stata sviluppata una serie coordinata di attività e un'organizzazione capillare di gestione, che partendo dalle singole installazioni risale alle rispettive unità di *business* e, infine, si consolida a livello di *Corporate*. L'organizzazione ha superato con successo il suo primo collaudo nei primi mesi del 2006, in occasione della verifica delle emissioni 2005 e della prima restituzione delle quote.
Oltre alla partecipazione al sistema europeo *Emission Trading*, Eni sta sviluppando il portafoglio di progetti di riduzione delle emissioni basati sugli altri Meccanismi Flessibili del Protocollo di Kyoto.
A novembre 2006 è stato registrato come CDM il progetto di generazione elettrica realizzato a Okpai in Nigeria, che impiega il gas associato che originariamente era bruciato in torcia. Un primo traguardo dell'impegno profuso nella riduzione delle emissioni connesse al *gas flaring* e *venting*.
La strategia di Eni di più lungo periodo prevede lo sviluppo di combustibili a minor impatto ambientale e di tecnologie più efficienti per la produzione di idrogeno, il disegno e la promozione di un sistema energetico sostenibile basato su una pluralità di fonti, prodotti e tecnologie ad alta efficienza.

Lo sviluppo del gas naturale

Il consumo di gas naturale sta crescendo a ritmi più elevati di quello del petrolio. Il crescente utilizzo del gas naturale è anche una risposta efficace ai rischi del cambiamento climatico. La sostenibilità ambientale, l'elevata abbondanza e le nuove tecnologie per il trasporto indicano il gas naturale come la fonte di energia a maggiore potenziale di crescita nei prossimi decenni. Il gas naturale è, infatti, più efficiente e meno inquinante del carbone e sarà utilizzato in maniera crescente nei mercati principali (in particolare negli Stati Uniti e in Europa) per la generazione di energia elettrica.

Eni è impegnata a sviluppare le attività nel settore del gas naturale e a potenziare le relative infrastrutture di trasporto; l'obiettivo strategico è quello di rafforzare la *leadership* europea massimizzando il valore del proprio portafoglio di *gas equity* in Italia, Libia, Egitto e Mare del Nord, nonché dei contratti di fornitura di lungo termine con i grandi produttori, quali Gazprom, Sonatrach, Gasunie e Statoil.

Nell'ambito dell'impegno per lo sviluppo del gas naturale, oltre al citato accordo con Gazprom, Eni ha siglato un accordo per l'espansione dell'impianto di liquefazione del gas di Damietta in Egitto e uno *Shareholders Agreement* per la realizzazione di un terminale di liquefazione a Brass in Nigeria. Questi accordi risultano rilevanti alla luce dell'impegno assunto da parte di Eni per lo sviluppo del *business* del gas naturale liquefatto (GNL) e pongono le premesse per la valorizzazione di nuovi giacimenti in Egitto e per la valorizzazione del gas nigeriano.

L'innovazione tecnologica

L'innovazione tecnologica rappresenta uno dei pilastri delle strategie Eni. Tutte le grandi sfide strategiche dei prossimi decenni richiedono immaginazione e creatività tecnologica: dalla sfida ambientale e climatica a quella dell'accesso sempre più difficile a risorse di idrocarburi ampie, ma controllate in gran parte dai paesi produttori; dall'individuazione di discontinuità rilevanti nella produzione di fonti rinnovabili all'ottimizzazione dei processi produttivi, fino alla soluzione dei problemi di paesi con cui Eni ha rapporti storici o relazioni in via di consolidamento.

Per realizzare questi obiettivi, Eni ha profondamente rivisto l'organizzazione delle sue attività di ricerca scientifica e tecnologica nel corso del 2006. Il primo agosto EniTecnologie è stata fusa per incorporazione in Eni. Le risorse dedicate alla ricerca, sulla base delle competenze esistenti e delle attività in corso, sono state inserite all'interno delle Divisioni. A queste ultime è stata attribuita la responsabilità diretta dell'attività di ricerca e sviluppo delle tecnologie *up-mid-downstream oil&gas* (incluse le tecnologie per l'ambiente che impattano sui rispettivi *business*) e dei relativi *budget*. Allo stesso tempo, alla Direzione Strategie e Sviluppo di Eni Corporate è stato affidato il compito di definire le linee strategiche per l'innovazione tecnologica dell'intera società, di svolgere il ruolo di indirizzo e controllo dell'attività e dei progetti, di sviluppare la ricerca relativa a nuove tecnologie energetiche di frontiera e di gestire direttamente il programma *"Along With Petroleum"* (Insieme al Petrolio), volto a individuare e realizzare progetti di ricerca sull'efficienza energetica e sull'impiego sostenibile su larga scala delle fonti rinnovabili.

Nella seduta del 23 novembre, il Consiglio di Amministrazione di Eni ha discusso e approvato le linee strategiche contenute nel Master Plan Ricerca e Tecnologia in cui sono state individuate le principali sfide che il settore energetico dovrà affrontare nei prossimi anni, definiti le priorità strategiche e gli obiettivi di innovazione tecnologica di supporto a queste ultime.

Nel 2006 l'investimento complessivo in Ricerca e Sviluppo è stato di 222 milioni di euro (204 nel 2005), di cui il 39% nel settore Exploration & Production, il 32% nel settore Refining & Marketing, il 22% nel settore Petrolchimica e il 7% nel settore Ingegneria e Costruzioni. Il personale impegnato nell'attività al 31 dicembre 2006 è di 1.160 unità.

Nel 2006 sono state depositate 39 (26 nel 2005) domande di brevetto.

Tra le iniziative intraprese nel corso dell'anno si segnala l'avvio di alcuni progetti di ricerca nel campo della produzione di bio-carburanti di nuova generazione da immettere nel mercato nei prossimi anni.

Una completa informativa sulle attività di innovazione tecnologica è presente nel sito *web* **www.eni.it** "Sezione Attività e Strategie" e nel Bilancio di Sostenibilità.

Principali azioni di innovazione tecnologica realizzate nell'anno

Divisione E&P

Tecniche numeriche e di prospezione geofisica ad alta risoluzione

È stato completato lo sviluppo del simulatore del Sistema Petrolifero "Steam2D", capace di descrivere l'evoluzione di strutture geologiche complesse nel tempo. Le prime applicazioni in campo hanno consentito di ridurre il rischio esplorativo e di migliorare la descrizione geo-meccanica di giacimento.

Sono proseguite le attività sulla tecnologia proprietaria *CRS* (*3D Common Reflection Surface Stack*), mirata a consentire la realizzazione di prospezioni in aree caratterizzate da scarso responso sismico.

Sistemi avanzati di perforazione e di "well testing"

Il progetto *"Geosteering"*, in *joint venture* con Shell, è finalizzato allo sviluppo di tecnologie in grado di fornire informazioni di tipo geologico sugli strati non ancora perforati (nell'intorno dello scalpello fino alla superficie) durante la perforazione stessa (*"while drilling"*). Nel primo semestre sono stati realizzati diversi prototipi *downhole* e nella seconda metà dell'anno sono iniziate le prove in pozzo della tecnologia che proseguiranno fino a metà 2007.

Gestione Zolfo

Sono state completate le attività del Programma Integrato "Sulphur and H2S Management in E&P Operations", relative al trattamento di gas naturale con elevato tenore di H2S. Sono stati sviluppati un sistema innovativo proprietario "*Concrete Wall*" per lo stoccaggio massivo dello zolfo e una tecnologia di *bulk removal* di H2S. Nel 2007 si prevedono lo sviluppo di unità dimostrative di trattamento H2S e stoccaggio zolfo e l'approfondimento delle problematiche relative al comportamento di materiali in ambienti acidi e in condizioni estreme di temperatura e pressione.

Progetto Gas to Liquids (GtL)

Nel 2006, in collaborazione con IFP/Axens, si sono completate la definizione del *Technology Handbook* del processo proprietario di conversione del gas naturale a prodotti liquidi via sintesi Fischer–Tropsch (FT) e la progettazione di massima di un complesso GtL della taglia di 37.000 bpd.

Conversione di greggi pesanti e "frazioni" in prodotti leggeri

(in collaborazione con Divisione R&M)

Sono proseguiti nel corso dell'anno i *test* sperimentali sull'impianto dimostrativo presso la raffineria di Taranto della tecnologia proprietaria EST, processo di idroconversione catalitica in fase *slurry* di greggi non convenzionali, extra pesanti e di residui di raffinazione, capace di convertire completamente la parte "*hard*" degli oli pesanti, gli asfalteni, producendo nafta, kerosene e gasolio. Per il 2007 sono state programmate campagne finalizzate a completare la raccolta delle informazioni necessarie alla progettazione e alla realizzazione del primo impianto industriale.

Progetto SCT-CPO (Short Contact Time - Catalytic Partial Oxidation)

(in collaborazione con Divisione R&M)

Presso il Centro Ricerche di Milazzo è stata validata su scala pilota la tecnologia *SCT-CPO* (ossidazione parziale catalitica a basso tempo di contatto di idrocarburi liquidi e gassosi) per la produzione di idrogeno a costi competitivi, anche in impianti di taglia medio-piccola, e con elevata flessibilità rispetto alle cariche disponibili in raffineria. Nel 2007 le attività previste puntano a raccogliere le informazioni necessarie alla progettazione e realizzazione del primo impianto industriale.

Progetto GHG (Green House Gases)

(in collaborazione con Divisione R&M)

È proseguito il Programma Integrato di Ricerca "GHG" volto alla verifica della fattibilità della sequestrazione geologica di CO_2 in giacimenti depleti e in acquiferi salini. È stato completato lo studio di fattibilità tecnica della sequestrazione geologica di CO_2 in giacimenti depleti; per il 2007 si prevede il passaggio alla sperimentazione in campo.

Divisione G&P

Progetto Trasporto gas ad Alta Pressione (TAP)

Il progetto TAP ha come obiettivo lo sviluppo di una soluzione tecnologica *Long Distance-High Capacity-High Pressure-High Grade* che si caratterizza per:

- possibilità di trasporto su distanze superiori ai 3 mila chilometri;
- volumi di gas trasportabili di 20-30 miliardi di metri cubi/anno;
- pressione di esercizio uguale o maggiore di 15 MPa;
- impiego di acciai ad alto grado di resistenza.

Questa soluzione consente di ridurre in modo apprezzabile il prelievo di gas dai volumi in transito per il funzionamento delle stazioni di compressione.

Nel corso del 2006 sono proseguite le attività sperimentali su due infrastrutture (di cui una integrata nel sistema Snam Rete Gas), è stata emessa la prima versione del *Technology Handbook* e completata la progettazione di massima di un ipotetico gasdotto in acciaio X100 localizzato in Asia Centrale con una lunghezza di circa 3400 km.

Divisione R&M

Riformulazione di carburanti e lubrificanti

È proseguita l'attività rivolta al miglioramento dei carburanti della famiglia "Blu" (BluSuper e BluDiesel). È stata inoltre avviata una nuova fase del progetto "*Clean Diesel Fuel*" per l'individuazione di formulazioni di carburanti *Diesel* con prestazioni motoristiche ed emissioni di particolato confrontabili con quelle di un gasolio *diesel* ottenuto dalla conversione del gas naturale in prodotti liquidi (vedi progetto GtL) e la definizione degli schemi di raffinazione idonei a ottenere il prodotto desiderato.

Altri progetti

- *Green Diesel* – il progetto punta alla produzione di *biodiesel* in raffineria per mezzo di un nuovo processo di *hydrocracking* di oli vegetali sviluppato in collaborazione con un *partner* internazionale;
- *Ensolvex* – l'obiettivo è l'ulteriore applicazione industriale del processo per il trattamento di suoli inquinati da sostanze organiche;
- *EWMS (Early Warning Monitoring System)* – l'attività consiste nell'applicazione in campo dei ritrovati di un progetto di telemonitoraggio e controllo avanzato.

Polimeri Europa

Sono state realizzate le modifiche dell'impianto ABS (Acrilonitrile-Butadiene-Stirene) per la produzione di nuovi polimeri per il settore stampaggio a iniezione e per l'aumento di capacità produttiva per il settore estrusione.
Sono state realizzate le modifiche d'impianto per incrementare la capacità produttiva di polistirolo ad elevata resistenza all'impatto ed è in corso il consolidamento di tutta la gamma prodotti comprese le nuove formulazioni.
È stato industrializzato un nuovo tipo di polistirolo espandibile a ridotto contenuto di pentano.
Sono state effettuate produzioni sperimentali di nuovi tipi di polibutadiene e di copolimero stirene butadiene, innovative per il settore "pneumatici", di cui si prevede l'industrializzazione.
Sono stati consolidati a livello industriale due nuovi gradi di copolimeri stirene isoprene per il settore applicativo degli adesivi *hot-melt*.
Sono state effettuate produzioni sperimentali su impianto industriale di due nuovi gradi di copolimeri stirene butadiene per l'applicazione *compounding* e per il settore adesivi *hot-melt*.
È stata effettuata con esito positivo la prima produzione industriale di un copolimero etilene-propilene con nuovo catalizzatore.
Sono stati messi a punto nuovi copolimeri a base di etilene ottenuti con nuovi sistemi catalitici Ziegler-Natta per lo stampaggio ad iniezione e per i settori applicativi specialistici del film biorientato, *film cast* ad alte prestazioni e laminazione media densità.

Attività *Corporate*

Oltre che sull'elaborazione del *Master Plan* Ricerca e Tecnologia, le attività della Corporate sono state concentrate sulla definizione di alcuni progetti di ricerca nel campo della conversione dell'energia solare e della produzione di bio-carburanti di nuova generazione, da avviare nel 2007.

Territorio e Comunità

Eni opera in oltre 70 Paesi rispettando i diritti umani delle popolazioni, i loro territori e l'ambiente, contribuendo al miglioramento della qualità della vita e allo sviluppo socio-economico delle comunità in cui è presente. Questo impegno costituisce la base di comportamenti imprenditoriali fondati sul rispetto delle diversità etniche, sociali e culturali delle tante comunità con cui Eni interagisce.
La ricerca di integrazione con le realtà sociali e culturali più diverse è parte della tradizione di Eni. Per favorire una corretta integrazione, Eni:

- collabora con autorità nazionali e locali e con organizzazioni non governative internazionali;
- sostiene iniziative in grado di svilupparsi autonomamente nel tessuto sociale, culturale e ambientale delle diverse realtà locali;
- promuove il dialogo con le comunità locali in merito alle scelte industriali attraverso strumenti di partecipazione attiva;
- favorisce la valorizzazione del sistema socio-economico in cui opera, utilizzando ove possibile, in coerenza con le specifiche esigenze di *business*, beni, lavori e servizi locali al fine di massimizzare il *local content*;
- estende le iniziative dedicate al proprio personale e alle loro famiglie alle comunità locali nelle quali opera, in particolare nel campo della salute.

I principali interventi realizzati da Eni per la tutela e lo sviluppo delle comunità locali riguardano:

- Italia: le attività contenute nel Protocollo d'Intesa siglato con la regione Basilicata per la Val d'Agri prevedono un impegno complessivo di circa 160 milioni di euro nel periodo 1999-2019;
- Karachaganak: progetti infrastrutturali richiesti dalle autorità locali per circa 9 milioni di euro all'anno a carico del consorzio;
- Mar Caspio: progetti infrastrutturali richiesti dalle autorità locali per circa 30 milioni di euro all'anno a carico del consorzio;
- Libia: interventi di *recruiting*, formazione, assistenza sanitaria, archeologia, sviluppo industriale previsti dal *master plan* per circa 110 milioni di euro su un orizzonte di 8 anni.

Consapevole del suo ruolo quale componente della società civile, Eni ha costituito nel 2006 Eni Foundation, una realtà che promuove e realizza autonomamente, in Italia e all'estero, iniziative di solidarietà sociale con particolare attenzione all'infanzia e alla terza età.
Una completa informativa sulle iniziative verso il Territorio e Comunità è presente nel sito *web* **www.eni.it** "Sezione Sostenibilità" e nel Bilancio di Sostenibilità.

GESTIONE DEI RISCHI D'IMPRESA

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle *commodity*; (ii) il rischio credito derivante dalla possibilità di *default* di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni a breve; (iv) il rischio paese nell'attività *oil & gas*; (v) il rischio *operation*.

Rischio mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse, o dei prezzi di greggio, gas naturale ed elettricità, possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione dei rischio di mercato è disciplinata da "Linee guida" e procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato su due distinte strutture di finanza operativa: Enifin (fino al 31 dicembre 2006 e successivamente Eni, a seguito dell'incorporazione di Enifin) ed Eni Coordination Center, che svolgono le proprie attività nei confronti, rispettivamente, delle società italiane ed estere del Gruppo.

In particolare, in Eni sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati del Gruppo. Il rischio di prezzo delle *commodity* è gestito dalle singole unità di *business*, e Eni assicura la negoziazione dei derivati di copertura.

Eni stipula contratti derivati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio *commodity* e non entra in contratti derivati con finalità speculative.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee guida" emanate prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla fissazione di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di *Value at Risk (VaR)*, metodo che valuta i rischi nella prospettiva del valore economico.

Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio. I limiti di *VaR* sono stati pertanto definiti in capo alle strutture di finanza operativa, che dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio del Gruppo; le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria, ma i limiti massimi di rischio accettabile, definiti in termini di *VaR*, sono sensibilmente più bassi rispetto a quelli raccomandati.

Differentemente dai rischi di tasso e di cambio, oggetto di una sostanziale minimizzazione del rischio attraverso le scelte di copertura, le *policy* sul rischio *commodity* definiscono le regole per una gestione dello stesso finalizzata all'ottimizzazione dell'attività *"core"* e al perseguimento degli obiettivi relativi ai margini industriali. Anche in questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di *VaR* con riferimento all'esposizione commerciale, mentre l'esposizione strategica al rischio che è intrinseca al *business*, è monitorata anch'essa attraverso il VaR ma non è oggetto di sistematica attività di copertura con strumenti finanziari derivati. I limiti di *VaR* per il rischio *commodity* di natura commerciale sono assegnati alle singole unità di *business*; in Eni confluiscono le richieste di copertura in strumenti derivati.

Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui *policy* di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in monete diverse dall'euro (in particolare il dollaro USA) e dallo sfasamento temporale tra la rilevazione per competenza dei ricavi e dei costi denominati in moneta diversa da quella di bilancio e la loro realizzazione finanziaria (rischio cambio transattivo). In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. Eni centralizza la gestione del rischio cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di *business* coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua. A questo scopo vengono impiegate diverse tipologie di contratti derivati (in particolare *swap* e *forward*, nonchè opzioni su valute). Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il *VaR* derivante da posizioni a rischio tasso di cambio viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni. Il rischio di cambio traslativo (impatti sul consolidato per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio in una valuta diversa dall'euro) è tendenzialmente considerato non rilevante sulle partecipazioni strategiche.

Rischio di tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare *Interest Rate Swap* e *Interest Cross Currency Swap*, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il *VaR* derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio *commodity*

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. Per la gestione del rischio *commodity*, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (in particolare *futures*, nonché opzioni) e strumenti derivati *Over The Counter* (in particolare *swap*, *forward* e *Contracts For Differences*) con sottostante greggio, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su *commodity*, essa viene calcolata basandosi su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*, oppure, laddove esse non siano disponibili, su stime ottenute dai *broker* e da appropriate tecniche di valutazione. Il *VaR* derivante da posizioni a rischio *commodity* viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% ed un *holding period* di un giorno.

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte.

La gestione del credito commerciale è affidata alla responsabilità delle unità di *business* sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei *partner* commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e di eventuale contenzioso.

Il monitoraggio delle posizioni di rischio di credito commerciale connesso al normale svolgimento delle attività è assicurato centralmente da Eni che definisce regole di misurazione e metodologie comuni. È in particolare monitorata centralmente la posizione creditoria e la rischiosità dei clienti multidivisionali e di quelli rilevanti per il Gruppo attraverso l'uso di *score* rappresentativi dei livelli di rischio.

Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità e dalle posizioni in contratti derivati, l'identificazione delle controparti fa riferimento ad apposite Linee Guida, in base alle quali sono state definite le caratteristiche dei soggetti idonei ad essere controparte nelle transazioni finanziarie. La lista delle specifiche controparti autorizzate comprende istituzioni finanziarie contraddistinte da *rating* elevato e viene sistematicamente aggiornata.

L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti.

Al 31 dicembre 2005 e 2006 non vi sono concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio liquidità

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie possano non essere disponibili o essere disponibili solo a costo elevato.

All'indebitamento a lungo termine di Eni sono stati attribuiti *rating* AA e Aa2, rispettivamente da parte di Standard & Poor's e Moody's. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha accesso ad un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi, e coordina a livello accentrato i rapporti con le controparti bancarie. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie. L'obiettivo della gestione del rischio liquidità è comunque non solo quello di garantire risorse finanziarie disponibili che siano sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, ma anche di assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo di Eni. La gestione del rischio liquidità è attuata adottando strategie finalizzate al perseguimento di una struttura adeguata degli affidamenti (in particolare attraverso linee bancarie *committed*) e/o alla creazione di riserve di liquidità.

Rischio paese

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi dell'impresa è localizzata in paesi al di fuori dell'area OCSE, alcuni dei quali possono essere meno stabili dal punto di vista politico ed economico.

Al 31 dicembre 2006 circa il 70% delle riserve certe di idrocarburi era localizzato in tali paesi. Inoltre, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas dell'impresa proviene da paesi al di fuori dell'area OCSE; nel 2006 circa il 60% delle forniture di gas naturale dell'impresa proveniva da questi paesi. Evoluzioni negative del quadro politico ed economico di questi paesi possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità dell'impresa di operare, o di operare in condizioni economiche, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e di gas.

L'impresa monitora periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, con particolare riguardo alla valutazione degli investimenti dell'*upstream*. Il rischio paese è mitigato attraverso l'utilizzo di disposizioni di gestione del rischio definite nella procedura "*Project risk assessment and management*".

Rischio *operation*

Le attività di Eni comportano per loro natura rischi con potenziale impatto su *asset*, persone e ambiente. Le Linee Guida HSE Eni, che mirano a garantire la sicurezza e la salute dei dipendenti, delle popolazioni, dei contrattisti e dei clienti nonché la salvaguardia dell'ambiente e la tutela dell'incolumità pubblica, impongono di operare nel pieno rispetto della normativa vigente e di adottare principi, *standard* e soluzioni che costituiscano le *best practice* industriali.

Il processo continuo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi è alla base della gestione HSE in tutte le fasi di attività di ciascuna unità di *business* e si attua attraverso l'adozione di procedure che tengono conto della specificità delle attività stesse e dei siti in cui si sviluppano.

L'approccio integrato alle problematiche di salute, sicurezza e ambiente è favorito dall'applicazione, a tutti i livelli delle Divisioni e Società Eni, di un Sistema di Gestione HSE che trova il suo riferimento metodologico nel Modello di Sistema di Gestione HSE Eni. Esso, basato su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi, è orientato alla prevenzione dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle *performance* HSE, in un ciclo di miglioramento continuo che prevede anche l'*audit* di tali processi da parte di personale interno ed esterno.

Le eventuali emergenze ambientali sono gestite dalle unità di *business* a livello di sito, con una propria organizzazione che dispone, per ciascun possibile scenario, del piano di risposta con le azioni che occorre attivare per limitare i danni, nonché le posizioni che devono assicurarle.

Eni è dotata di due sale emergenze (a Milano e a Roma) attrezzate con sistemi informatici avanzati che raccolgono, su cartografia georeferenziata, tutti i dati relativi ai siti e alla logistica Eni, carte nautiche, modelli matematici in grado di simulare la dimensione e lo sviluppo temporale degli eventi catastrofici per consentire una programmazione mirata degli interventi di mitigazione delle conseguenze.

Eni dispone di una propria capacità di risposta con attrezzature sia proprie sia di terzi e di una serie di collaborazioni internazionali con l'obiettivo di migliorare la capacità di intervento in tutte le aree ove opera in termini di uomini, attrezzature e mezzi.

Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito internet di Eni all'indirizzo **www.eni.it**
Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente

TERMINI FINANZIARI

Dividend Yield Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi maturati, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio. Generalmente le società tendono a mantenere un livello costante di *dividend yield* essendo l'indicatore confrontato dagli azionisti con il rendimento di altri titoli e/o tipologie di investimento (es. obbligazioni).

Leverage Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.

ROACE Indice di rendimento del capitale investito calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

TSR (*Total Shareholder Return*) Misura il rendimento percentuale complessivo di una azione, calcolato su base annua, tenuto conto sia della variazione della quotazione (rapporto tra la quotazione di inizio anno e quotazione di fine anno) sia dei dividendi distribuiti e reinvestiti nell'azione alla data dello stacco della cedola.

ATTIVITÀ OPERATIVE

Acque profonde Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.

Barile Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.

Boe *Barrel of Oil Equivalent* viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615.

Codice di rete Codice contenente regole e modalità per l'accesso, la gestione e il funzionamento della rete gasdotti.

Condensati Idrocarburi Leggeri prodotti con il gas che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali per gli impianti produttivi di superficie.

Contratti di concessione Tipologia contrattuale vigente prevalentemente nei paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo a fronte del pagamento

allo Stato di *royalty* sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.

Elastomeri (o Gomme) Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene - butadiene (SBR), le gomme etilene - propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).

EPC (*Engineering, Procurement, Construction*) Contratto tipico del settore delle costruzioni terra avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi in mano" quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento o avviato.

EPIC (*Engineering, Procurement, Installation, Commissioning*) Contratto tipico del settore delle costruzioni *offshore* avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso (quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una FPSO) nel quale la società fornitrice del servizio (*global or main contractor*, normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e delle attività preparatorie per l'avvio degli impianti (*commissioning*).

Extrarete Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (*jet fuel*), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.

FPSO vessel Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (*Floating Production, Storage and Offloading*), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (*riser*) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.

GNL Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

GPL Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

NGL Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani *plus*, talvolta definiti come "gasolina naturale" (*natural gasoline*) o condensati di impianto.

Offshore/Onshore Il termine *offshore* indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; *onshore* è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.

Olefine (o Alcheni) Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.

Over/Under lifting Gli accordi stipulati tra i *partner* regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di *Over/Under lifting*.

Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili) Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.

Pozzi di infilling (Infittimento) Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.

Production Sharing Agreement Tipologia contrattuale vigente nei paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (*Cost Oil*) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (*Profit Oil*) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei paesi.

Recupero assistito Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.

Ricerca esplorativa Ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende analisi topografiche, studi geologici e geofisici, rilievi e analisi sismiche e perforazione di pozzi.

Riserve certe Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno con ragionevole certezza essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche ed operative esistenti al momento considerato. Le riserve certe si distinguono in: (i) riserve certe sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, *facility* e metodi operativi esistenti; (ii) riserve certe non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, *facility* e metodi operativi sulla cui futura realizzazione l'impresa ha già definito un preciso programma di investimenti di sviluppo ovvero esprime una chiara volontà manageriale.

Riserve possibili Sono le quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità decisamente più contenuto rispetto a quello delle riserve probabili, ovvero che presentano un grado di economicità inferiore rispetto al limite stabilito.

Riserve probabili Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno essere recuperate con ragionevole probabilità, in base alle condizioni tecniche economiche e operative esistenti nel momento considerato. Gli elementi di residua incertezza possono riguardare: (i) l'estensione o altre caratteristiche del giacimento; (ii) l'economicità valutata alle condizioni del progetto di sviluppo; (iii) l'esistenza o adeguatezza del sistema di trasporto degli idrocarburi e/o del mercato di vendita; (iv) il contesto normativo.

Riserve recuperabili Rappresentano le quantità di idrocarburi riferibili alle diverse categorie di riserve (certe, probabili e possibili) senza tener conto del diverso grado di incertezza insito in ogni categoria.

Ship or pay Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.

Stoccaggio di modulazione Finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento orario, giornaliero e stagionale della domanda.

Stoccaggio minerario Necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano.

Stoccaggio strategico Finalizzato a sopperire la mancanza o riduzione degli approvvigionamenti da importazioni extra UE o di crisi del sistema del gas.

Sviluppo Attività di perforazione e di altro tipo a valle della ricerca esplorativa finalizzata alla produzione di petrolio e gas.

Swap Nel settore del gas il termine *swap* si riferisce a uno scambio di forniture tra i diversi operatori, generalmente mirato a ottimizzare i costi di trasporto e i rispettivi impegni di acquisto e di fornitura.

Tasso di rimpiazzo delle riserve Misura la quota di riserve prodotte sostituite da nuove riserve provate ed indica la capacità dell'impresa di aggiungere nuove riserve sia attraverso un'esplorazione efficace sia attraverso linee esterne (acquisizioni). Un valore superiore al 100% indica che nell'anno sono state aggiunte più riserve di quante ne siano state prodotte. È opportuno mediare l'indice su periodi di almeno tre anni per ridurre gli effetti distorsivi dovuti all'acquisizione di *asset* o società (con *asset upstream*), alla revisione di precedenti stime, al miglioramento del fattore di recu-

pero e alla variazione delle riserve *equity* - nei contratti PSA (*Production Sharing Agreement*) - a causa dell'andamento del prezzo dei greggi di riferimento. Il *management* calcola il tasso di rimpiazzo delle riserve anche al netto delle operazioni di portafoglio (c.d. tasso di rimpiazzo organico) al fine di meglio apprezzare la *performance* interna.

Take or pay Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

Upstream/Downstream Il termine *upstream* riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine *downstream* riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.

Vita media residua delle riserve Rapporto tra le riserve di fine anno e la produzione dell'anno.

Workover Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

PAGINA BIANCA



BILANCIO CONSOLIDATO 2006

PAGINA BIANCA

Stato patrimoniale

(milioni di euro)	Note	31.12.2005 Totale	31.12.2005 *di cui verso parti correlate*	31.12.2006 Totale	31.12.2006 *di cui verso parti correlate*
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1)	1.333		3.985	
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	(2)	1.368		972	
Crediti commerciali e altri crediti	(3)	17.902	1.344	18.799	1.027
Rimanenze	(4)	3.563		4.752	
Attività per imposte correnti	(5)	697		658	
Altre attività	(6)	369		855	
		25.232		**30.021**	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(7)	45.013		44.312	
Altre immobilizzazioni	(8)			629	
Rimanenze immobilizzate-Scorte d'obbligo	(9)	2.194		1.827	
Attività immateriali	(10)	3.194		3.753	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(11)	3.890		3.886	
Altre partecipazioni	(11)	421		360	
Altre attività finanziarie	(12)	1.050	258	805	136
Attività per imposte anticipate	(13)	1.861		1.725	
Altre attività	(14)	995		994	
		58.618		**58.291**	
TOTALE ATTIVITÀ		**83.850**		**88.312**	
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(15)	4.612	152	3.400	92
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(19)	733		890	
Debiti commerciali e altri debiti	(16)	13.095	1.164	15.995	961
Passività per imposte correnti	(17)	3.430		2.830	
Altre passività	(18)	613		634	
		22.483		**23.749**	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	7.653		7.409	
Fondi per rischi e oneri	(20)	7.679		8.614	
Fondi per benefici ai dipendenti	(21)	1.031		1.071	
Passività per imposte differite	(22)	4.890		5.852	
Altre passività	(23)	897		418	56
		22.150		**23.364**	
TOTALE PASSIVITÀ		**44.633**		**47.113**	
PATRIMONIO NETTO	(24)				
Capitale e riserve di terzi azionisti		**2.349**		**2.170**	
Patrimonio netto dell'Eni:					
Capitale sociale, interamente versato e rappresentato da 4.005.358.876 azioni del valore nominale di 1 euro (stesso numero al 31 dicembre 2005)		4.005		4.005	
Riserva sovrapprezzo azioni					
Altre riserve		10.910		6.013	
Utili relativi a esercizi precedenti		17.381		25.168	
Utile dell'esercizio		8.788		9.217	
Azioni proprie		(4.216)		(5.374)	
Totale patrimonio netto dell'Eni		**36.868**		**39.029**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**39.217**		**41.199**	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**83.850**		**88.312**	

Conto economico

(milioni di euro)	Note	2005 Totale	2005 di cui verso parti correlate	2006 Totale	2006 di cui verso parti correlate
RICAVI	(26)				
Ricavi della gestione caratteristica		73.728	4.535	86.105	3.974
Altri ricavi e proventi		798		783	
Totale ricavi		**74.526**		**86.888**	
COSTI OPERATIVI	(27)				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		48.567	3.429	57.490	2.720
- di cui eventi ed operazioni significative non ricorrenti	*(34)*	*290*		*239*	
Costo lavoro		3.351		3.650	
Ammortamenti e svalutazioni		5.781		6.421	
UTILE OPERATIVO		**16.827**		**19.327**	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(28)				
Proventi finanziari		3.131	72	4.132	58
Oneri finanziari		(3.497)		(3.971)	
		(366)		**161**	
PROVENTI SU PARTECIPAZIONI	(29)				
- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		737		795	
- Altri proventi/oneri su partecipazioni		177		108	
		914		**903**	
UTILE ANTE IMPOSTE		**17.375**		**20.391**	
Imposte sul reddito	(30)	**(8.128)**		**(10.568)**	
Utile netto		**9.247**		**9.823**	
Di competenza:					
- azionisti Eni		8.788		9.217	
- terzi azionisti	(24)	459		606	
		9.247		**9.823**	
Utile per azione di competenza degli azionisti Eni (ammontare in euro per azione)	(31)				
- semplice		2,34		2,49	
- diluito		2,34		2,49	

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(milioni di euro)	Patrimonio netto di Eni											
	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie acquistate	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2004	**4.004**	**959**	**5.392**	**3.965**	**(687)**	**(3.229)**	**14.911**		**7.059**	**32.374**	**3.166**	**35.540**
Modifica dei criteri contabili (IAS 32 e 39)				13			(40)			(27)	12	(15)
Saldi al 1° gennaio 2005 modificati	**4.004**	**959**	**5.392**	**3.978**	**(687)**	**(3.229)**	**14.871**		**7.059**	**32.347**	**3.178**	**35.525**
Utile dell'esercizio (nota 24)									**8.788**	**8.788**	**459**	**9.247**
Proventi (oneri) imputati direttamente a patrimonio netto:												
Variazione *fair value* titoli disponibili per la vendita (nota 24)				6						6		6
Variazione *fair value* derivati *cash flow hedge* (nota 24)				16						16		16
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro					1.497					1.497	15	1.512
				22	**1.497**					**1.519**	**15**	**1.534**
Proventi (oneri) complessivi dell'esercizio				**22**	**1.497**				**8.788**	**10.307**	**474**	**10.781**
Operazioni con gli azionisti:												
Attribuzione del dividendo dell'Eni SpA (0,90 euro per azione)									(3.384)	(3.384)		(3.384)
Acconto sul dividendo (0,45 euro per azione)								(1.686)		(1.686)		(1.686)
Attribuzione del dividendo delle altre società											(1.218)	(1.218)
Destinazione utile residuo 2004				1.300			2.375		(3.675)			
Acquisto azioni proprie						(1.034)				(1.034)		(1.034)
Emissione azioni sottoscritte a fronte dei piani di *stock grant*	1			(1)								
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti			(47)	47		47				47		47
	1		**(47)**	**1.346**		**(987)**	**2.375**	**(1.686)**	**(7.059)**	**(6.057)**	**(1.218)**	**(7.275)**
Altri movimenti di patrimonio netto:												
Costo *stock option*				5						5		5
Vendita di società consolidate											(40)	(40)
Differenza cambio da conversione su distribuzione dividendi e altre variazioni					131		135			266	(45)	221
				5	**131**		**135**			**271**	**(85)**	**186**
Saldi al 31 dicembre 2005 (nota 24)	**4.005**	**959**	**5.345**	**5.351**	**941**	**(4.216)**	**17.381**	**(1.686)**	**8.788**	**36.868**	**2.349**	**39.217**

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Patrimonio netto di Eni											
(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie acquistate	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2005 (nota 24)	**4.005**	**959**	**5.345**	**5.351**	**941**	**(4.216)**	**17.381**	**(1.686)**	**8.788**	**36.868**	**2.349**	**39.217**
Utile dell'esercizio (nota 24)									**9.217**	**9.217**	**606**	**9.823**
Proventi (oneri) imputati direttamente a patrimonio netto:												
Variazione *fair value* titoli disponibili per la vendita (nota 24)				(13)						(13)		(13)
Variazione *fair value* derivati *cash flow hedge* (nota 24)				(15)						(15)		(15)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro					(1.266)					(1.266)	(29)	(1.295)
				(28)	**(1.266)**					**(1.294)**	**(29)**	**(1.323)**
Proventi (oneri) complessivi dell'esercizio				**(28)**	**(1.266)**				**9.217**	**7.923**	**577**	**8.500**
Operazioni con gli azionisti:												
Attribuzione del dividendo dell'Eni SpA (0,65 euro per azione a saldo dell'acconto 2005 di 0,45 euro per azione) (nota 24)								1.686	(4.086)	(2.400)		(2.400)
Acconto sul dividendo (0,60 euro per azione) (nota 24)								(2.210)		(2.210)		(2.210)
Attribuzione del dividendo delle altre società											(222)	(222)
Versamenti degli azionisti terzi											22	22
Destinazione utile residuo 2005							4.702		(4.702)			
Autorizzazione all'acquisto di azioni proprie (nota 24)			2.000				(2.000)					
Acquisto azioni proprie (nota 24)						(1.241)				(1.241)		(1.241)
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti (nota 24)			(85)	54		85	21			75		75
Differenza tra il valore di carico delle azioni cedute e il prezzo di esercizio delle *stock option* esercitate dai dirigenti							7			7		7
			1.915	**54**		**(1.156)**	**2.730**	**(524)**	**(8.788)**	**(5.769)**	**(200)**	**(5.969)**
Altri movimenti di patrimonio netto:												
Vendita alla Saipem Projects SpA della Snamprogetti SpA				247						247	(247)	
Effetto netto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di Saipem SpA e Snam Rete Gas SpA											(306)	(306)
Acquisto e vendita di imprese consolidate											(5)	(5)
Costo *stock option*							14			14		14
Riclassifica riserve dell'Eni SpA			2	(5.224)		(2)	5.224					
Differenza cambio da conversione su distribuzione dividendi e altre variazioni					(73)		(181)			(254)	2	(252)
			2	**(4.977)**	**(73)**	**(2)**	**5.057**			**7**	**(556)**	**(549)**
Saldi al 31 dicembre 2006 (nota 24)	**4.005**	**959**	**7.262**	**400**	**(398)**	**(5.374)**	**25.168**	**(2.210)**	**9.217**	**39.029**	**2.170**	**41.199**

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Note	Esercizio 2005	Esercizio 2006
Utile dell'esercizio		9.247	9.823
Ammortamenti	(27)	5.509	6.153
Rivalutazioni nette		(288)	(386)
Variazioni fondi per rischi e oneri		1.279	(86)
Variazione fondo benefici per i dipendenti		18	72
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(220)	(59)
Dividendi	(29)	(33)	(98)
Interessi attivi		(214)	(387)
Interessi passivi		654	346
Differenze cambio		(64)	6
Imposte sul reddito	(30)	8.128	10.568
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio		24.016	25.952
Variazioni:			
- rimanenze		(1.402)	(953)
- crediti commerciali e diversi		(4.413)	(1.952)
- altre attività		351	(315)
- debiti commerciali e diversi		3.030	2.146
- altre passività		12	50
Flusso di cassa del risultato operativo		21.594	24.928
Dividendi incassati		366	848
Interessi incassati		214	395
Interessi pagati		(619)	(294)
Imposte sul reddito pagate		(6.619)	(8.876)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		**14.936**	**17.001**
- di cui verso parti correlate	(33)	1.230	2.206
Investimenti:			
- immobilizzazioni materiali	(7)	(6.558)	(6.138)
- immobilizzazioni immateriali	(10)	(856)	(1.695)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda		(73)	(46)
- partecipazioni	(11)	(54)	(42)
- titoli		(464)	(49)
- crediti finanziari		(683)	(516)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		149	(26)
Flusso di cassa degli investimenti		(8.539)	(8.512)
Disinvestimenti:			
- immobilizzazioni materiali		99	237
- immobilizzazioni immateriali		13	12
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		252	8
- partecipazioni		178	36
- titoli		369	382
- crediti finanziari		804	794
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		9	(8)
Flusso di cassa dei disinvestimenti		1.724	1.461
Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)		**(6.815)**	**(7.051)**
- di cui verso parti correlate	(33)	(160)	(686)

(milioni di euro)	Note	Esercizio 2005	Esercizio 2006
Assunzione di debiti finanziari non correnti		2.755	2.888
Rimborsi di debiti finanziari non correnti		(2.978)	(2.621)
Decremento di debiti finanziari correnti		(317)	(949)
		(540)	**(682)**
Apporti netti di capitale proprio da terzi		24	22
Acquisto netto di azioni proprie diverse dalla controllante		(30)	(477)
Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate		(3)	(7)
Cessione di quote di partecipazioni in imprese consolidate			35
Dividendi distribuiti a terzi		(6.288)	(4.832)
Acquisto netto di azioni proprie		(987)	(1.156)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		**(7.824)**	**(7.097)**
- di cui verso parti correlate	(33)	23	(57)
Effetto della variazione dell'area di consolidamento		(38)	(4)
Effetto delle differenze di cambio		71	(197)
Flusso di cassa netto del periodo		**330**	**2.652**
Disponibilità liquide ed equivalenti all'inizio dell'esercizio	(1)	**1.003**	**1.333**
Disponibilità liquide ed equivalenti alla fine dell'esercizio	(1)	**1.333**	**3.985**

(*) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende alcuni investimenti che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria) sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto, così come indicato nella "Relazione sulla gestione - Commento ai risultati economico-finanziari". Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(milioni di euro)	Esercizio 2005	Esercizio 2006
Investimenti finanziari:		
- titoli	(186)	(44)
- crediti finanziari	(45)	(134)
	(231)	**(178)**
Disinvestimenti finanziari:		
- titoli	60	340
- crediti finanziari	62	54
	122	**394**
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	**(109)**	**216**

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(milioni di euro)	Esercizio 2005	Esercizio 2006
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda		
Attività correnti		68
Attività non correnti	122	130
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(19)	53
Passività correnti e non correnti	(22)	(92)
Effetto netto degli investimenti	**81**	**159**
Trasferimento di partecipazioni non consolidate		(60)
Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisto del controllo	(8)	
Totale prezzo di acquisto	**73**	**99**
a dedurre:		
Disponibilità liquide ed equivalenti		(53)
Flusso di cassa degli investimenti	**73**	**46**
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		
Attività correnti	204	9
Attività non correnti	189	1
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	42	(1)
Passività correnti e non correnti	(217)	(4)
Effetto netto dei disinvestimenti	**218**	**5**
Plusvalenza per disinvestimenti	140	3
Interessenza di terzi	(43)	
Totale prezzo di vendita	**315**	**8**
a dedurre:		
Disponibilità liquide ed equivalenti	(63)	
Flusso di cassa dei disinvestimenti	**252**	**8**

Operazioni che non hanno comportato flussi di cassa

Acquisizione di partecipazioni con conferimento di rami d'azienda:

(milioni di euro)	Esercizio 2005	Esercizio 2006
Analisi dei conferimenti dei rami d'azienda		
Attività correnti	2	23
Attività non correnti	17	213
Indebitamento finanziario netto		(44)
Passività correnti e non correnti	(1)	(53)
Effetto netto dei conferimenti	**18**	**139**
Interessenza di terzi		(36)
Plusvalenza da conferimento		18
Acquisizione di partecipazioni	**18**	**121**

■ Criteri di redazione

Il bilancio consolidato è redatto secondo gli *International Financial Reporting Standards* (nel seguito "*IFRS*" o "principi contabili internazionali") emanati dall'*International Accounting Standards Board* (*IASB*) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/2005. Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto e alla rilevazione dei *Production Sharing Agreement* e dei contratti di *buy-back*.
Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli *IFRS* sono rilevate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione.
Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle imprese italiane ed estere sulle quali Eni ha il diritto di esercitare, direttamente o indirettamente, il controllo, determinandone le scelte finanziarie e gestionali e di ottenerne i benefici relativi. Sono escluse dall'area di consolidamento le imprese non significative e le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi. Si presumono non significative le imprese che non superano due dei seguenti parametri: (i) totale attivo o indebitamento finanziario lordo: 3.125 mila euro; (ii) totale ricavi: 6.250 mila euro; (iii) numero medio dei dipendenti: 50 unità. Le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi riguardano, generalmente, quelle che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria; la loro attività è finanziata pro-quota, sulla base di *budget* approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, etc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico inoltre le obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. Gli effetti delle esclusioni non assumono rilevanza[1].
Le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, le imprese controllate congiuntamente con altri soci, le imprese collegate e le altre partecipazioni sono valutate secondo i criteri indicati al punto "Attività finanziarie".
Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le imprese a controllo congiunto, le imprese collegate nonché le partecipazioni rilevanti a norma dell'articolo 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni, sono distintamente indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2006" che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.
I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione contabile da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato.
I valori delle voci di bilancio e delle relative note, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

■ Principi di consolidamento

□ Partecipazioni in imprese incluse nell'area di consolidamento

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate con il metodo dell'integrazione globale sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate.
Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro valore corrente. L'eventuale differenza residua rispetto al costo di acquisto, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Avviamento"; se negativa, è imputata a conto economico.
In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di *minorities*), l'eventuale differenza positiva tra il costo di acquisto e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata alla voce dell'attivo "Avviamento".
Gli utili o le perdite derivanti dalla cessione di quote di partecipazioni in imprese consolidate sono imputati a conto economico per l'ammontare corrispondente alla differenza fra il prezzo di vendita e la corrispondente frazione di patrimonio netto ceduta.
Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza dei soci di minoranza sono iscritte in apposite voci del bilancio; la quota di patrimonio netto dei soci di minoranza è determinata sulla base dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale avviamento a essi attribuibile.

(1) Secondo le disposizioni del *Framework* dei principi contabili internazionali "l'informazione è rilevante se la sua omissione o errata presentazione può influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio".

Operazioni infragruppo

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi, sono eliminati così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi e gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Le perdite infragruppo non sono eliminate perché si considerano rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

Conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro

I bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico i cambi medi dell'esercizio (fonte: Ufficio Italiano Cambi).

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono imputate alla voce del patrimonio netto "Altre riserve" per la parte di competenza del Gruppo e alla voce "Capitale e riserve di terzi azionisti" per la parte di competenza di terzi. La riserva per differenza cambio è imputata a conto economico all'atto della cessione della partecipazione o del rimborso del capitale investito.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella moneta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA.

Criteri di valutazione

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

Attività correnti

Le attività finanziarie destinate alla negoziazione e le attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevate al *fair value* con imputazione degli effetti, rispettivamente, alla voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari" e alla voce di patrimonio netto "Altre riserve"; in quest'ultima fattispecie, le variazioni del *fair value* rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo.

Il *fair value* degli strumenti finanziari è stimato sulla base delle quotazioni di mercato ovvero, in loro assenza, sulla base di adeguate tecniche di valutazione che utilizzano variabili finanziarie aggiornate e utilizzate dagli operatori di mercato nonché, ove possibile, tenendo conto dei prezzi rilevati in transazioni recenti su strumenti finanziari similari. Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni (es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento. I crediti sono iscritti al costo ammortizzato (v. punto successivo "Attività finanziarie"). Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando il diritto a ricevere i flussi di cassa è trasferito unitamente a tutti i rischi e benefici associati alla proprietà. Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, differenti dai lavori in corso su ordinazione, sono iscritte al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività. Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale; quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.

I lavori in corso su ordinazione sono valutati sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori, determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost*). Gli acconti versati dai committenti sono detratti dal valore delle rimanenze nei limiti dei corrispettivi maturati; la parte restante è iscritta nelle passività. Le perdite derivanti dalla chiusura delle commesse sono rilevate interamente nell'esercizio in cui sono previste. I lavori in corso su ordinazione non fatturati, i cui corrispettivi sono pattuiti in moneta diversa dall'euro, sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con imputazione degli effetti a conto economico.

Gli strumenti di copertura sono indicati al punto "Strumenti derivati".

Attività non correnti

Attività materiali[2]

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto. In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e la bonifica dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicati al punto "Fondi per rischi e oneri"[3].

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I beni assunti in *leasing* finanziario, ovvero relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un *leasing* finanziario prevedono il trasferimento sostanziale dei benefici e rischi della proprietà, sono iscritti al *fair value* al netto dei contributi di spettanza del conduttore, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il *leasing*, tra le attività materiali in contropartita al debito finanziario verso il locatore e ammortizzati secondo i criteri di seguito indicati. Quando non vi è la ragionevole certezza di esercitare il diritto di riscatto, l'ammortamento è effettuato nel periodo più breve tra la durata della locazione e la vita utile del bene.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa delle attività materiali sono imputati all'attivo patrimoniale.

Le attività materiali, a partire dal momento in cui inizia o avrebbe dovuto iniziare l'utilizzazione del bene, sono ammortizzate sistematicamente a quote costanti lungo la loro vita utile, intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa. Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione, ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla cessione che sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il loro *fair value* al netto degli oneri di dismissione.

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene, se minore.

I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è imputato a conto economico. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono imputate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione del valore delle attività materiali, la loro recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. In assenza di un accordo di vendita vincolante, il *fair value* è stimato sulla base dei valori espressi da un mercato attivo, da transazioni recenti ovvero sulla base delle migliori informazioni disponibili per riflettere l'ammontare che l'impresa potrebbe ottenere dalla vendita del bene. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e documentabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile del bene, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che tiene conto del rischio implicito nei settori di attività in cui opera l'impresa. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dall'utilizzo continuativo (cd. *cash generating unit*).

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è imputata a conto economico come rivalutazione (ripristino di valore). La rivalutazione è effettuata al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state stanziate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

(2) I criteri relativi alla rilevazione e valutazione delle attività minerarie sono indicati al punto "Attività minerarie".

(3) Queste passività riguardano essenzialmente il settore Exploration & Production; tenuto conto dell'indeterminatezza del momento temporale di abbandono degli *asset*, che impedisce di stimare i relativi costi attualizzati di abbandono, i costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali dei settori Refining & Marketing, Gas & Power e Petrolchimica sono rilevati quando è determinabile la data dell'effettivo sostenimento dell'onere e l'ammontare dell'obbligazione può essere attendibilmente stimato. Al riguardo Eni valuta periodicamente le condizioni di svolgimento dell'attività al fine di verificare il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze e eventi che possano comportare la necessità di rilevare costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali dei settori Refining & Marketing, Gas & Power e Petrolchimica.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché l'avviamento, quando acquisito a titolo oneroso. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dall'avviamento; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile a un diritto legale o contrattuale, oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri.

Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile, intesa come la stima del periodo in cui le attività saranno utilizzate dall'impresa; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata adottando i criteri indicati al punto "Attività materiali".

L'avviamento e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento all'avviamento, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include l'avviamento stesso. Quando il valore di iscrizione della *cash generating unit*, comprensivo dell'avviamento a essa attribuito, è superiore al valore recuperabile, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria all'avviamento fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto all'avviamento è imputata pro-quota al valore di libro degli *asset* che costituiscono la *cash generating unit*. Le svalutazioni dell'avviamento non sono oggetto di ripristino di valore. L'avviamento negativo è imputato a conto economico.

I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono imputati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività immateriale è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività è in grado di produrre benefici economici futuri.

Attività mineraria[4]

ACQUISIZIONE DI TITOLI MINERARI

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve probabili, riserve possibili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

I costi del potenziale esplorativo, rappresentati dai costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (*bonus* di firma), sono imputati alla voce "Attività immateriali" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione previsto in contratto. Se l'esplorazione è abbandonata, il costo residuo è imputato a conto economico.

I costi di acquisizione delle riserve certe, delle riserve probabili e delle riserve possibili sono rilevati all'attivo patrimoniale. I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo dell'unità di prodotto *(UOP)*, come indicato al successivo punto "Sviluppo", considerando sia le riserve sviluppate, sia quelle non sviluppate. I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di esplorazione; in caso di esito negativo, sono imputati a conto economico.

ESPLORAZIONE

I costi sostenuti per accertare l'esistenza di un nuovo giacimento, sia prima dell'acquisizione dei titoli minerari, sia successivamente alla stessa (prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, perforazione di pozzi esplorativi, acquisizione di dati sismici rilevati da terzi, etc.), sono imputati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti.

SVILUPPO

I costi di sviluppo sostenuti per l'accertamento di riserve certe e la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati, prevalentemente, con il metodo *UOP* perché la loro vita utile è strettamente correlata alle disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili.

(4) I principi contabili internazionali non stabiliscono criteri specifici di rilevazione e valutazione delle attività minerarie. Eni ha mantenuto i criteri di rilevazione e valutazione delle attività di esplorazione e valutazione delle risorse minerarie adottati precedentemente all'introduzione degli IFRS, come consentito dall'IFRS 6 "Esplorazione e valutazione delle risorse minerarie".

Secondo tale metodo, i costi residui al termine di ciascun trimestre sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate.
I costi relativi ai pozzi di sviluppo con esito minerario negativo o incidentati sono imputati a conto economico come minusvalenze da radiazione.
Le svalutazioni e le rivalutazioni dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

PRODUZIONE
I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, trasporto, etc.) sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

PRODUCTION SHARING AGREEMENT E CONTRATTI DI *BUY-BACK*
I ricavi e le riserve relative ai *Production Sharing Agreement* e ai contratti di *buy-back* sono determinati sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e operative (*cost oil*) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate (*profit oil*).

CHIUSURA E ABBANDONO DEI POZZI
I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo *UOP*.

Contributi
I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono imputati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono.
I contributi in conto esercizio sono rilevati a conto economico.

Attività finanziarie

PARTECIPAZIONI
Le partecipazioni in imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, in imprese controllate congiuntamente e in imprese collegate, sono valutate con il metodo del patrimonio netto. Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, le imprese controllate congiuntamente e le imprese collegate, sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni valutate al costo sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi/oneri su partecipazioni".
Le altre partecipazioni sono valutate al *fair value* con imputazione degli effetti alla voce di patrimonio netto "Altre riserve"; la riserva è imputata a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Quando il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, le partecipazioni sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino.
Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il patrimonio netto, è rilevato in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.

CREDITI E ATTIVITÀ FINANZIARIE DA MANTENERSI SINO ALLA SCADENZA
I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza, sono iscritti al costo rappresentato dal *fair value* del corrispettivo iniziale dato in cambio, incrementato dei costi di transazione (es. commissioni, consulenze, etc.). Il valore di iscrizione iniziale è successivamente rettificato per tener conto dei rimborsi in quota capitale, delle eventuali svalutazioni e dell'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore di iscrizione iniziale; l'ammortamento è effettuato sulla base del tasso di interesse interno effettivo rappresentato dal tasso che rende uguali, al momento della rilevazione iniziale, il valore attuale dei flussi di cassa attesi e il valore di iscrizione iniziale (cd. metodo del costo ammortizzato); le eventuali svalutazioni sono determinate confrontando il valore di iscrizione con il valore attuale dei flussi di cassa attesi attualizzati al tasso di interesse effettivo definito al momento della rilevazione iniziale. Gli effetti economici della valutazione al costo ammortizzato sono imputati alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

Passività finanziarie

I debiti sono rilevati con il metodo del costo ammortizzato (v. punto precedente "Attività finanziarie").

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza. Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente. Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura del periodo. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è oggetto di attualizzazione al tasso medio del debito dell'impresa; l'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è imputato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".
Quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività a cui si riferisce; l'imputazione a conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento.
I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.
I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate nella medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento ovvero, quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), in contropartita all'attività a cui si riferisce.
Nelle note al bilancio sono illustrate le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili, ma non probabili, derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso.

Benefici per i dipendenti

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti". Nei programmi a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato, ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.
La passività relativa ai programmi a benefici definiti[5], al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza di esercizio durante il periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici; la valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.
Gli utili e le perdite attuariali relative a programmi a benefici definiti, derivanti da variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o da modifiche delle condizioni del piano, sono rilevati pro quota a conto economico, per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al programma, se e nei limiti in cui il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente eccede il maggiore valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al programma e il 10% del *fair value* delle attività al suo servizio (cd. metodo del corridoio).
Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali ovvero da una modifica delle caratteristiche del beneficio, sono rilevati interamente a conto economico.

Azioni proprie

Le azioni proprie sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Il corrispettivo derivante dalle eventuali vendite successive è rilevato a incremento del patrimonio netto.

Ricavi e costi

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di servizi sono rilevati quando si verifica l'effettivo trasferimento dei rischi e dei vantaggi rilevanti tipici della proprietà o al compimento della prestazione. Relativamente ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide:
- per i greggi, generalmente con la spedizione;

(5) Considerate le incertezze relative al momento in cui verrà erogato, il trattamento di fine rapporto è assimilato a un programma a benefici definiti.

- per il gas naturale, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite, generalmente con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, generalmente con la spedizione.

I ricavi sono riconosciuti al momento della spedizione quando, a quella data, i rischi di perdita sono trasferiti all'acquirente.
I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale, prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori, sono iscritti in proporzione alla quantità prodotta di spettanza (*entitlement method*); i ricavi e i costi connessi al ritiro di quantità inferiori o superiori rispetto alle quote di spettanza, sono valorizzati ai prezzi correnti alla chiusura del periodo.
Gli stanziamenti di ricavi relativi a servizi parzialmente resi sono rilevati per il corrispettivo maturato, sempre che sia possibile determinarne attendibilmente lo stadio di completamento e non sussistano incertezze di rilievo sull'ammontare e sull'esistenza del ricavo e dei relativi costi; diversamente sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti recuperabili.
I corrispettivi maturati nel periodo, relativi ai lavori in corso su ordinazione, sono iscritti sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost*). Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (*claims*) derivanti, ad esempio, da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.
I ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse. Le permute tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi e costi.
I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica, ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.
I costi relativi alle quote di emissione, determinati sulla base della media dei prezzi esistenti sulle principali borse europee alla chiusura dell'esercizio, sono rilevati limitatamente alla quota di emissioni di anidride carbonica eccedenti le quote assegnate; i proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione.
I canoni relativi a *leasing* operativi sono imputati a conto economico lungo la durata del contratto.
I costi per il personale includono, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono, le *stock grant* e *stock option* assegnate ai dirigenti. Il costo è determinato con riferimento al *fair value* del diritto assegnato al dirigente alla data di assunzione dell'impegno e non è oggetto di successivo adeguamento; la quota di competenza dell'esercizio è determinata *pro rata temporis* lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione (cd. *vesting period*)[6] . Il *fair value* delle *stock grant* è rappresentato dal valore corrente dell'azione alla data di assunzione dell'impegno, ridotto del valore attuale dei dividendi attesi nel *vesting period*. Il *fair value* delle *stock option* è rappresentato dal valore dell'opzione determinato applicando adeguate tecniche di valutazione che tengono conto delle condizioni di esercizio del diritto, del valore corrente dell'azione, della volatilità attesa e del tasso d'interesse privo di rischio. Il *fair value* delle *stock grant* e delle *stock option* è rilevato con contropartita alla voce "Altre riserve".
I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale sono considerati costi correnti e imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

☐ Differenze cambio

I ricavi e i costi relativi a operazioni in moneta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.
Le attività e passività monetarie in moneta diversa da quella funzionale sono convertite nella moneta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura del periodo di riferimento con imputazione dell'effetto a conto economico. Le attività e passività non monetarie in moneta diversa da quella funzionale, valutate al costo sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al *fair value* ovvero al valore recuperabile o di realizzo è adottato il cambio corrente alla data di determinazione del valore.

(6) Per le *stock grant*, periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data in cui le azioni sono assegnate; per le *stock option*, periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data in cui l'opzione può essere esercitata.

Dividendi

I dividendi sono rilevati alla data di assunzione della delibera da parte dell'assemblea, salvo quando sia ragionevolmente certa la cessione delle azioni prima dello stacco della cedola.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Passività per imposte correnti". I debiti e i crediti tributari per imposte correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali, applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali. L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è considerato probabile.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le imposte correnti, le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono anch'esse imputate al patrimonio netto.

Strumenti derivati

Gli strumenti derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. *embedded derivatives*) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al *fair value* stimato secondo i criteri indicati al punto "Attività correnti".

I derivati sono classificati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, è elevata. Quando i derivati di copertura coprono il rischio di variazione del *fair value* degli strumenti oggetto di copertura (*fair value hedge*; es. copertura della variabilità del *fair value* di attività/passività a tasso fisso), i derivati sono rilevati al *fair value* con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere le variazioni del *fair value* associate al rischio coperto. Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (*cash flow hedge*; es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del *fair value* dei derivati considerati efficaci sono inizialmente rilevate a patrimonio netto e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Le variazioni del *fair value* dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura sono rilevate a conto economico.

Schemi di bilancio

Le voci dello schema di stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura.

Il prospetto delle variazioni del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi dell'esercizio e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è definito secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

Modifica dei criteri contabili

A partire dall'esercizio 2006 sono state applicate: (i) le disposizioni dell'*IFRIC* 4 "Determinare se un accordo contiene un *leasing*" relative ai criteri da adottare al fine di individuare se un accordo, pur non assumendo la forma esplicita di un *leasing*, prevede il trasferimento di un diritto a utilizzare un'attività in cambio di un pagamento o di una serie di pagamenti; (ii) le modifiche allo *IAS* 39 "Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione" relative: (a) alla possibilità di qualificare quale oggetto di copertura di operazioni *cash flow hedge* sul rischio di cambio, transazioni infragruppo previste e altamente probabili a condizione che dette transazioni siano denominate in una valuta differente rispetto alla valuta funzionale dell'entità che ha posto in essere l'operazione e che l'esposizione al rischio di cambio determini effetti sul conto economico consolidato; (b) ai criteri di rilevazione e valutazione delle garanzie finanziarie che sono rilevate al momento della loro emissione come passività al valore di mercato e successivamente valutate, in funzione del rischio di escussione, al maggiore tra la migliore stima dell'onere da sostenere per adempiere all'obbligazione e l'ammontare inizialmente rilevato ridotto dei premi incassati; (iii) le disposizioni dell'*IFRIC* 5 "Diritti derivanti da interessenze in

fondi per smantellamenti, ripristini e bonifiche ambientali" relative ai criteri di rilevazione e valutazione delle partecipazioni a fondi costituiti al fine di finanziare le operazioni di smantellamento che presentano le seguenti caratteristiche: (a) le attività del fondo sono possedute e gestite da un'entità legale separata dall'impresa; (b) l'impresa partecipante al fondo ha un diritto limitato di accesso alle attività del fondo. Il partecipante rileva separatamente la propria obbligazione a pagare i costi di smantellamento e la propria interessenza al fondo. Nel caso in cui l'interessenza nel fondo sia tale da consentire di esercitare il controllo, un'influenza notevole o il controllo congiunto del fondo, l'interessenza nel fondo è rilevata, rispettivamente, come una partecipazione controllata, collegata o una *joint venture*.
L'applicazione dei principi indicati non ha prodotto effetti significativi.

■ Utilizzo di stime contabili

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, stime basate su esperienze passate e ipotesi considerate ragionevoli e realistiche, sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Di seguito sono indicate le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio, perché comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerta. Le modifiche delle condizioni alla base dei giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

Attività mineraria
La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere estratte negli anni futuri nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima. Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste dà la Direzione aziendale. Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando siano stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Inizialmente tutte le riserve classificate come certe sono categorizzate come riserve certe non sviluppate. Il successivo passaggio da riserve certe non sviluppate a sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza del *first oil*. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.
La produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta dai pozzi e le analisi di giacimento successive possono comportare delle revisioni significative in aumento o in diminuzione. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sui volumi delle riserve certe rispetto alla stima iniziale e, nel caso di *Production Sharing Agreement* e contratti di *buy back*, sulle produzioni e sulle riserve di spettanza. Conseguentemente, la stima delle riserve potrebbe differire in misura significativa rispetto alle quantità di idrocarburi che saranno effettivamente estratte.
Le stime delle riserve sono utilizzate nella determinazione degli ammortamenti e delle svalutazioni. I tassi di ammortamento delle attività petrolifere in base al metodo *UOP* sono calcolati come rapporto tra la quantità di idrocarburi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate alla fine del trimestre aumentate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe sviluppate riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa.
Le stime delle riserve sono utilizzate anche nel calcolo dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione. Quanto maggiore è la consistenza delle riserve, tanto minore è la probabilità che le attività siano oggetto di svalutazione.

Svalutazioni
Le attività materiali e immateriali sono svalutate quando eventi o modifiche delle circostanze facciano ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.
Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato e, per gli *asset* minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve certe. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali l'andamento futuro dei prezzi, l'impatto dell'inflazione e dei miglioramenti tecnologici sui costi di produzione, i profili produttivi e le condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale.

La svalutazione è determinata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'utilizzo dell'attività al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future - quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi - e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.
Nel caso delle attività minerarie, i flussi di cassa attesi sono stimati tenendo conto delle riserve certe sviluppate e non sviluppate, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. Il livello futuro di produzione è stimato sulla base delle assunzioni relative a una serie di fattori, tra i quali i prezzi futuri degli idrocarburi, i costi di estrazione e di sviluppo, il declino produttivo dei giacimenti, l'offerta e la domanda di idrocarburi e gli sviluppi del quadro normativo.
L'avviamento e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità dei loro valori di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento all'avviamento, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato (*cash generating unit*) al quale l'avviamento può essere attribuito su base ragionevole e coerente; tale aggregato rappresenta la base sulla quale la Direzione aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento. Quando il valore di iscrizione della *cash generating unit* comprensivo dell'avviamento ad essa attribuito è superiore al valore recuperabile, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria all'avviamento fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto all'avviamento è imputata pro quota al valore di libro degli *asset* che costituiscono la *cash generating unit*.

Smantellamento e ripristino siti
Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La criticità delle stime contabili degli oneri di smantellamento e di ripristino dipende anche dalla tecnica di contabilizzazione di queste passività il cui valore attuale è inizialmente capitalizzato insieme al costo dell'attività a cui ineriscono in contropartita al fondo rischi. Successivamente il valore del fondo rischi è incrementato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima a seguito di modifiche dei flussi di cassa attesi, della tempistica della loro realizzazione nonché dei tassi di attualizzazione adottati. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione aziendale.

Business combination
La rilevazione delle operazioni di *business combination* implica l'attribuzione alle attività e passività dell'impresa acquisita della differenza tra il costo di acquisto e il valore netto contabile. Per la maggior parte delle attività e delle passività, l'attribuzione della differenza è effettuata rilevando le attività e le passività al loro *fair value*. La parte non attribuita se positiva è iscritta ad avviamento, se negativa è imputata a conto economico. Nel processo di attribuzione Eni si avvale delle informazioni disponibili e, per le *business combination* più significative, di valutazioni esterne.

Passività ambientali
Come le altre società del settore.Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente.
Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato, dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale - anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati - tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del decreto del Ministro dell'ambiente

n. 471/1999; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Benefici per i dipendenti

I programmi a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, i ritorni attesi sulle attività a servizio dei piani, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di ritiro e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte. Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione, che rappresentano i tassi in base ai quali l'obbligazione nei confronti dei dipendenti potrebbe essere effettivamente adempiuta, si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari di elevata qualità (titoli di stato) e sulle aspettative inflazionistiche dei Paesi interessati; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflattiva di tali costi, e le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili quali la mortalità, il *turnover*, l'invalidità e altro, relative alla popolazione degli aventi diritto; (v) il ritorno delle attività a servizio dei piani è determinato sulla base della media ponderata dei rendimenti futuri attesi differenziati per classi di investimento (reddito fisso, *equity*, monetario). Le differenze tra i costi sostenuti e quelli attesi e tra i ritorni effettivi e quelli attesi sulle attività a servizio del piano si verificano normalmente e sono definite utili o perdite attuariali. Gli utili e le perdite attuariali sono rilevate pro quota a conto economico per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al programma se, e nei limiti in cui, il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente eccede il maggiore valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al programma e il 10% del *fair value* delle attività al suo servizio (cd. metodo del corridoio).
Le ipotesi attuariali sono adottate anche per la determinazione delle obbligazioni relative ai benefici a lungo termine; a tal fine, gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali ovvero delle caratteristiche del beneficio, sono rilevati interamente a conto economico.

Fondi

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti e le passività relative ai benefici per i dipendenti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e fiscali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione aziendale.

Riconoscimento dei ricavi nel settore Ingegneria e Costruzioni

I ricavi del *business* Ingegneria e Costruzioni sono riconosciuti sulla base dei corrispettivi pattuiti in proporzione allo stato di avanzamento dei lavori, determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost*). La stima del margine di commessa atteso (*future gross profit*) identificato come differenza tra i ricavi previsti dal contratto e i costi direttamente imputabili alla commessa, è un processo complesso di valutazione che include l'identificazione dei diversi rischi inerenti le attività previste nelle diverse aree geografiche di operatività, le condizioni di mercato ed ogni altro elemento utile per quantificare con sufficiente precisione i futuri costi e i tempi attesi per il completamento del progetto. Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (*claims*), derivanti ad esempio da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.

■ Principi contabili di recente emanazione

Con il regolamento n. 108/2006 emesso dalla Commissione Europea in data 11 gennaio 2006, è stato omologato l'*IFRS* 7 *"Strumenti finanziari: informazioni integrative"* che stabilisce le informazioni da fornire nelle note al bilancio sugli strumenti finanziari e sull'esposizione, politiche e obiettivi di gestione dei rischi finanziari dell'impresa. Le disposizioni dell'*IFRS* 7 includono alcune informazioni attualmente previste dallo *IAS* 32 "Strumenti finanziari: esposizione in bilancio e informazioni integrative".
Le modifiche e le integrazioni ai principi contabili internazionali dell'*IFRS* 7 sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2007.
Allo stato Eni sta analizzando il principio e valutando se la sua adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

■ Note al bilancio consolidato

Attività correnti

1 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 3.985 milioni di euro (1.333 milioni di euro al 31 dicembre 2005) comprendono attività finanziarie originariamente esigibili entro 90 giorni per 240 milioni di euro (122 milioni di euro al 31 dicembre 2005) costituite da depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.

2 Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita

Le altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita di 972 milioni di euro (1.368 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Titoli strumentali all'attività operativa:		
- Titoli quotati emessi dallo Stato Italiano	361	329
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari italiani ed esteri	92	80
- Altri titoli non quotati	12	11
	465	**420**
Titoli non strumentali all'attività operativa:		
- Titoli quotati emessi dallo Stato Italiano	727	508
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari italiani ed esteri	151	40
- Altri titoli non quotati	25	4
	903	**552**
	1.368	**972**

I titoli di 972 milioni di euro (1.368 milioni di euro al 31 dicembre 2005) sono disponibili per la vendita. Il decremento di 396 milioni di euro è riferito principalmente alle cessioni effettuate dall'impresa finanziaria Enifin SpA (303 milioni di euro) e all'effetto della vendita della Sofid Sim SpA (90 milioni di euro). Al 31 dicembre 2005 e al 31 dicembre 2006 Eni non deteneva attività finanziarie negoziabili.

Gli effetti della valutazione al *fair value* dei titoli si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2005	Incrementi	Realizzo a conto economico	Valore al 31.12.2006
Fair value	27	2	(21)	8
Passività per imposte differite	8		(6)	2
Altre riserve di patrimonio netto	19	2	(15)	6

Il realizzo a conto economico del *fair value* di 21 milioni di euro e delle relative passività per imposte differite di 6 milioni di euro è riferito all'estinzione di titoli della Padana Assicurazioni SpA.

I titoli strumentali all'attività operativa di 420 milioni di euro (465 milioni di euro al 31 dicembre 2005) riguardano titoli a copertura delle riserve tecniche della Padana Assicurazioni SpA per 417 milioni di euro (453 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

3 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e gli altri crediti di 18.799 milioni di euro (17.902 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Crediti commerciali	14.101	15.230
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	480	242
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine		4
- non strumentali all'attività operativa	12	143
	492	**389**
Altri crediti		
- attività di disinvestimento	60	100
- altri	3.249	3.080
	3.309	**3.180**
	17.902	**18.799**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 874 milioni di euro (891milioni di euro al 31 dicembre 2005):

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2005	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2006
Crediti commerciali	643	129	(77)	(108)	587
Altri crediti	248	78	(7)	(32)	287
	891	**207**	**(84)**	**(140)**	**874**

I crediti commerciali di 15.230 milioni di euro aumentano di 1.129 milioni di euro. L'incremento è riferito in particolare ai settori Exploration & Production (1.391 milioni di euro) e Ingegneria e Costruzioni (832 milioni di euro); questi incrementi sono stati parzialmente compensati dal decremento dei settori Refining & Marketing (302 milioni di euro) e Gas & Power (292 milioni di euro) e comprende differenze passive di cambio da conversione delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 263 milioni di euro. I crediti commerciali comprendono ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione per 70 milioni di euro (101 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 246 milioni di euro (480 milioni di euro al 31 dicembre 2005) riguardano crediti concessi principalmente a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate. Il decremento di 234 milioni di euro è riferito principalmente al rimborso del finanziamento concesso alla Trans Austria Gasleitung GmbH (292 milioni di euro).

Gli altri crediti di 3.180 milioni di euro (3.309 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Crediti verso:		
- *partner* in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione	1.123	1.376
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	228	266
- compagnie di assicurazione	539	223
	1.890	**1.865**
Crediti per operazioni di *factoring*	324	191
Acconti per servizi	259	440
Altri crediti	836	684
	3.309	**3.180**

I crediti per operazioni di *factoring* di 191 milioni di euro (324 milioni di euro al 31 dicembre 2005) riguardano la Serfactoring SpA e sono riferiti essenzialmente ad anticipazioni date a fronte di operazioni *pro-solvendo* e a crediti per operazioni *pro-soluto*.
I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 – Rapporti con parti correlate.

4 Rimanenze

Le rimanenze di 4.752 milioni di euro (3.563 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

	31.12.2005					31.12.2006				
(milioni di euro)	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	210	217		645	1.072	436	258		682	1.376
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	59	18		1	78	43	20		8	71
Lavori in corso su ordinazione			418		418			353		353
Prodotti finiti e merci	1.222	572		20	1.814	2.063	536		62	2.661
Acconti			181		181	1		287	3	291
	1.491	**807**	**599**	**666**	**3.563**	**2.543**	**814**	**640**	**755**	**4.752**

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 92 milioni di euro (93 milioni di euro al 31 dicembre 2005):

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2005	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2006
	93	19	(14)	(6)	92

I lavori in corso su ordinazione di 353 milioni di euro (418 milioni di euro al 31 dicembre 2005) sono al netto degli acconti ricevuti dai committenti di 5.237 milioni di euro (5.180 milioni di euro al 31 dicembre 2005) corrispondenti al valore contrattuale dei lavori eseguiti.

5 Attività per imposte correnti

Le attività per imposte correnti di 658 milioni di euro (697 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Imposte italiane	422	394
Imposte estere	275	264
	697	**658**

Le attività per imposte correnti di 658 milioni di euro (697 milioni di euro al 31 dicembre 2005) comprendono crediti IVA per 303 milioni di euro (406 milioni di euro al 31 dicembre 2005), crediti per imposte sul reddito per 116 milioni di euro (127 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e crediti per accise, imposte di consumo sul gas metano e oneri doganali per 86 milioni di euro (60 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

6 Altre attività

Le altre attività di 855 milioni di euro (369 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Fair value su contratti derivati non di copertura	117	569
Fair value su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*	32	37
Fair value su contratti derivati di copertura *fair value hedge*		1
Altre attività	220	248
	369	**855**

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura di 569 milioni di euro (117 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005		31.12.2006	
	Fair Value	Impegni	*Fair Value*	Impegni
Contratti su valute				
Interest currency swap	58	1.277	137	1.400
Currency swap	15	2.378	46	5.502
Altri		26		42
	73	**3.681**	**183**	**6.944**
Contratti su tassi d'interesse				
Interest rate swap	14	1.281	66	3.393
	14	**1.281**	**66**	**3.393**
Contratti su merci				
Over the counter	21	394	35	262
Altri	9	11	285	851
	30	**405**	**320**	**1.113**
	117	**5.367**	**569**	**11.450**

Il *fair value* su contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 37 milioni di euro è riferito ad impegni per 421 milioni di euro e riguarda operazioni di vendita futura di greggi da parte del settore Exploration & Production.
I contratti derivati di copertura *cash flow hedge* al 31 dicembre 2005 relativi ad acquisti di energia elettrica si sono chiusi nel 2006 con effetto a conto economico.
Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 25 – Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa.

Attività non correnti

7 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari di 44.312 milioni di euro (45.013 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2005									
Terreni	197	5		(4)		175	373	421	48
Fabbricati	1.578	41	(108)	(8)	12	(62)	1.453	3.152	1.699
Impianti e macchinari	30.849	2.443	(4.240)	(192)	1.827	5.881	36.568	77.806	41.238
Attrezzature industriali e commerciali	422	113	(126)		10	(47)	372	1.623	1.251
Altri beni	329	65	(102)		12	14	318	1.182	864
Immobilizzazioni in corso e acconti	7.211	3.891		(60)	590	(5.703)	5.929	6.526	597
	40.586	**6.558**	**(4.576)**	**(264)**	**2.451**	**258**	**45.013**	**90.710**	**45.697**
31.12.2006									
Terreni	373	16		(3)		57	443	483	40
Fabbricati	1.453	81	(113)	(12)	(5)	38	1.442	3.236	1.794
Impianti e macchinari	36.568	1.858	(4.510)	(197)	(1.586)	3.240	35.373	79.873	44.500
Attrezzature industriali e commerciali	372	130	(120)		(6)	50	426	1.659	1.233
Altri beni	318	82	(78)	(1)	(9)	16	328	1.382	1.054
Immobilizzazioni in corso e acconti	5.929	3.971		(18)	(364)	(3.218)	6.300	6.822	522
	45.013	**6.138**	**(4.821)**	**(231)**	**(1.970)**	**183**	**44.312**	**93.455**	**49.143**

Gli investimenti di 6.138 milioni di euro (6.558 milioni di euro al 31 dicembre 2005) sono riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production (3.678 milioni di euro), Gas & Power (1.051 milioni di euro), Refining & Marketing (632 milioni di euro) e Ingegneria e Costruzioni (584 milioni di euro) e comprendono oneri finanziari per 116 milioni di euro (159 milioni di euro al 31 dicembre 2005) riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production (70 milioni di euro), Gas & Power (24 milioni di euro) e Refining & Marketing (19 milioni di euro). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 3,3% e il 5,4% (2,2% e 6,1% al 31 dicembre 2005).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Fabbricati	2 - 10
Impianti e macchinari	2 - 10
Attrezzature industriali e commerciali	4 - 33
Altri beni	6 - 33

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di 1.970 milioni di euro riguardano principalmente imprese con moneta funzionale dollari USA (1.913 milioni di euro).

Le svalutazioni di 231 milioni di euro riguardano principalmente *asset* minerari del settore Exploration & Production (129 milioni di euro) e impianti petrolchimici del settore Petrolchimica (65 milioni di euro) e della Syndial SpA (22 milioni di euro). Il valore recuperabile considerato ai fini della determinazione della svalutazione è stato determinato attualizzando i flussi di cassa futuri attesi utilizzando tassi compresi tra il 7,6% e l' 11,2%.

Le altre variazioni di 183 milioni di euro riguardano la rilevazione iniziale e la revisione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti per 1.157 milioni di euro riferiti essenzialmente al settore Exploration & Production (1.153 milioni di euro); questo incremento è stato parzialmente compensato dalla riclassifica ad "Altre immobilizzazioni" delle immobilizzazioni dedicate al contratto

di servizio relativo alle attività minerarie dell'area di Dación, della *branch* Venezuelana della controllata Eni Dación BV per 629 milioni di euro, dalla vendita di attività materiali per 197 milioni di euro, di cui 158 milioni di euro relativi ad *asset* minerari del settore Exploration & Production e dalla variazione dell'area di consolidamento per 66 milioni di euro relativa alla vendita della Fiorentina Gas SpA (157 milioni di euro) e all'acquisizione del controllo della Siciliana Gas SpA (91 milioni di euro).
Gli immobili, impianti e macchinari completamente ammortizzati ancora in uso ammontano a 12.187 milioni di euro e si riferiscono principalmente alle raffinerie e ai depositi di prodotti petroliferi del settore Refining & Marketing (4.507 milioni di euro), ai metanodotti per il trasporto e il dispaccio del gas naturale di proprietà della Snam Rete Gas SpA (3.486 milioni di euro) e agli impianti petrolchimici del settore Petrolchimica (1.911 milioni di euro) e della Syndial SpA (1.682 milioni di euro).
Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 54 milioni di euro (475 milioni di euro al 31 dicembre 2005) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti. Il decremento di 421 milioni di euro è dovuto essenzialmente alle estinzioni delle garanzie (418 milioni di euro).
I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a 1.067 milioni di euro (965 milioni di euro al 31 dicembre 2005).
Gli immobili, impianti e macchinari assunti in *leasing* finanziario ammontano a 89 milioni di euro e riguardano per 39 milioni di euro navi *FPSO* utilizzate dal settore Exploration & Production a supporto dell'attività di produzione e trattamento di idrocarburi e per 36 milioni di euro una piattaforma di perforazione del settore Ingegneria e Costruzioni.

Attività materiali per settore di attività

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	49.129	49.002
- Gas & Power	21.517	22.277
- Refining & Marketing	9.420	11.273
- Petrolchimica	4.402	4.380
- Ingegneria & Costruzioni	3.878	4.363
- Altre attività	1.999	1.967
- Corporate e società finanziarie	453	321
- Eliminazione utili interni	(88)	(128)
	90.710	**93.455**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	24.644	26.000
- Gas & Power	7.757	8.210
- Refining & Marketing	5.864	7.482
- Petrolchimica	3.263	3.308
- Ingegneria & Costruzioni	2.031	2.138
- Altre attività	1.882	1.874
- Corporate e società finanziarie	260	145
- Eliminazione utili interni	(4)	(14)
	45.697	**49.143**
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	24.485	23.002
- Gas & Power	13.760	14.067
- Refining & Marketing	3.556	3.791
- Petrolchimica	1.139	1.072
- Ingegneria & Costruzioni	1.847	2.225
- Altre attività	117	93
- Corporate e società finanziarie	193	176
- Eliminazione utili interni	(84)	(114)
	45.013	**44.312**

8 Altre immobilizzazioni

Le altre immobilizzazioni di 629 milioni di euro riguardano le immobilizzazioni dedicate al contratto di servizio relativo alle attività minerarie dell'area di Dación, della *branch* Venezuelana della controllata Eni Dación BV. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 25 - Garanzie, impegni e rischi – Altri impegni e rischi.

9 Rimanenze immobilizzate - Scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo di 1.827 milioni di euro (2.194 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Greggio e prodotti petroliferi	2.037	1.670
Gas naturale	157	157
	2.194	**1.827**

Le scorte d'obbligo, detenute principalmente da società italiane (2.057 e 1.688 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2005 e al 31 dicembre 2006) riguardano le quantità minime di greggio, prodotti petroliferi e gas naturale che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

10 Attività immateriali

Le attività immateriali di 3.753 milioni di euro (3.194 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2005							
Attività immateriali a vita utile definita							
- Costi di ricerca mineraria	107	699	(683)	41	164	1.059	895
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	174	37	(122)	48	137	1.056	919
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	816	31	(101)		746	2.205	1.459
- Immobilizzazioni in corso e acconti	59	74		(57)	76	81	5
- Altre attività immateriali	224	13	(30)	(50)	157	470	313
	1.380	**854**	**(936)**	**(18)**	**1.280**	**4.871**	**3.591**
Attività immateriali a vita utile indefinita							
- Avviamento	1.933	2		(21)	1.914		
	3.313	**856**	**(936)**	**(39)**	**3.194**		
31.12.2006							
Attività immateriali a vita utile definita							
- Costi di ricerca mineraria	164	1.337	(1.102)	10	409	1.290	881
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	137	31	(97)	41	112	1.113	1.001
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	746	168	(110)	52	856	2.417	1.561
- Immobilizzazioni in corso e acconti	76	146		(71)	151	156	5
- Altre attività immateriali	157	13	(26)	(3)	141	457	316
	1.280	**1.695**	**(1.335)**	**29**	**1.669**	**5.433**	**3.764**
Attività immateriali a vita utile indefinita							
- Avviamento	1.914			170	2.084		
	3.194	**1.695**	**(1.335)**	**199**	**3.753**		

I costi di ricerca mineraria di 409 milioni di euro riguardano essenzialmente i *bonus* di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari (404 milioni di euro). La voce accoglie anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati interamente nell'esercizio di sostenimento che ammontano a 1.028 milioni di euro (565 milioni di euro nell'esercizio 2005).
Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di 856 milioni di euro riguardano principalmente i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria (572 milioni di euro) e le concessioni di sfruttamento minerario (223 milioni di euro).
Le altre attività immateriali a vita utile definita di 141 milioni di euro riguardano principalmente i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte della Polimeri Europa SpA (81 milioni di euro) e la stima degli oneri per *social project* da sostenere a fronte degli impegni assunti da Eni SpA con la Regione Basilicata a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri (26 milioni di euro).
I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Costi di ricerca mineraria	10 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20 - 33
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	7 - 33
Altre immobilizzazioni immateriali	4 - 25

Il costo delle attività immateriali completamente ammortizzate ancora in uso ammonta a 767 milioni di euro.
Le altre variazioni delle attività immateriali a vita utile definita di 29 milioni di euro comprendono differenze passive di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 28 milioni di euro.
L'avviamento di 2.084 milioni di euro riguarda essenzialmente il settore Ingegneria e Costruzioni (828 milioni di euro, di cui 805 milioni di euro relativi all'acquisto della Bouygues Offshore SA, ora Saipem SA), il settore Gas & Power (982 milioni di euro, di cui 757 milioni di euro relativi all'acquisto di azioni Italgas SpA a seguito dell'Offerta Pubblica d'Acquisto effettuata nel 2003), il settore Exploration & Production (225 milioni di euro, di cui 220 milioni di euro relativi all'acquisizione della Lasmo Plc, ora Eni Lasmo Plc) e il settore Refining & Marketing (46 milioni di euro).
Ai fini della determinazione del valore recuperabile l'avviamento relativo all'acquisizione della Bouygues Offshore SA e dell'Italgas SpA è stato allocato alle seguenti *cash generating unit*:

(milioni di euro)	**31.12.2006**
Bouygues Offshore SA	
Costruzioni terra	403
Costruzioni mare	165
GNL	159
MMO - Maintenance Modification and Operation	78
	805
Italgas Spa	
Mercato gas Italia	706
Mercato gas estero	51
	757

Il valore recuperabile delle *cash generating unit* è determinato sulla base dei flussi di cassa attesi stimati utilizzando il Piano strategico quadriennale (2007-2010) e attualizzati con tassi compresi tra il 4,7% e il 14,3%. Per gli anni non compresi nel Piano strategico quadriennale è stato utilizzato un tasso di crescita compreso tra lo 0% e il 2%. Le assunzioni adottate sono basate sull'esperienza passata e tengono conto dell'attuale livello dei tassi di interesse.
Le altre variazioni relative all'avviamento di 170 milioni di euro comprendono l'attribuzione ad avviamento della differenza tra il prezzo pagato per l'acquisto di azioni proprie da parte della Snam Rete Gas SpA e della Saipem SpA e il patrimonio netto acquisito a seguito dell'aumento dell'interessenza Eni (171 milioni di euro) e la variazione dell'area di consolidamento relativa all'acquisizione del 50% della Siciliana Gas SpA (23 milioni di euro); questi incrementi sono stati parzialmente compensati dalla svalutazione dell'avviamento attribuito alla Tigaz Zrt in sede di acquisizione dell'Italgas SpA (46 milioni di euro). La svalutazione dell'avviamento attribuito alla Tigaz Zrt è stata effettuata a seguito dell'applicazione del nuovo assetto tariffario ungherese, entrato in vigore nel 2006, ed è stata determinata sulla base della nuova stima dei flussi di cassa attesi, attualizzati con un tasso del 6,3%.

11 Partecipazioni

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto di 3.886 milioni di euro (3.890 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Saldo finale
31.12.2005								
Partecipazioni in imprese controllate	109	30	6	(2)	(3)	10	(4)	146
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	1.946	12	375	(27)	(202)	98	182	2.384
Partecipazioni in imprese collegate	1.101	6	389	(4)	(96)	34	(70)	1.360
	3.156	**48**	**770**	**(33)**	**(301)**	**142**	**108**	**3.890**
31.12.2006								
Partecipazioni in imprese controllate	146	4	15	(8)	(8)	(6)	1	144
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	2.322	33	516	(26)	(302)	(79)	42	2.506
Partecipazioni in imprese collegate	1.422	1	356	(2)	(440)	(31)	(70)	1.236
	3.890	**38**	**887**	**(36)**	**(750)**	**(116)**	**(27)**	**3.886**

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 38 milioni di euro riguardano essenzialmente la sottoscrizione degli aumenti del capitale della Enirepsa Gas Ltd (23 milioni di euro) e della Saipem Triune Engineering Private Ltd (8 milioni di euro).

Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto di 887 milioni di euro riguardano principalmente la Galp Energia SGPS SA (250 milioni di euro), la Unión Fenosa Gas SA (181 milioni di euro), la EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (64 milioni di euro), la Blue Stream Pipeline Co BV (44 milioni di euro), la Supermetanol CA (43 milioni di euro), la United Gas Derivatives Co (39 milioni di euro), la Trans Austria Gasleitung GmbH (36 milioni di euro), la Lipardiz - Construção de Estruturas Maritimas Lda (31 milioni di euro) e la Gaztransport et Technigaz SAS (28 milioni di euro).

Le minusvalenze da valutazione al patrimonio netto di 36 milioni di euro riguardano principalmente la Enirepsa Gas Ltd (21 milioni di euro).

Il decremento per dividendi di 750 milioni di euro riguarda principalmente la Galp Energia SGPS SA (364 milioni di euro), la Unión Fenosa Gas SA (128 milioni di euro), la Trans Austria Gasleitung GmbH (43 milioni di euro), la United Gas Derivatives Co (33 milioni di euro) e la Supermetanol CA (32 milioni di euro).

Le altre variazioni di 27 milioni di euro comprendono la variazione dell'area di consolidamento relativa essenzialmente all'inclusione nell'area di consolidamento della Siciliana Gas SpA a seguito dell'acquisizione dell'ulteriore 50% dalla ESPI – Ente Siciliano per la Promozione Industriale (in liquidazione) (60 milioni di euro) e, in aumento, il conferimento da parte dell'Italgas SpA della Fiorentina Gas SpA alla Toscana Energia SpA (67 milioni di euro).

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2006 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2006" che costituisce parte integrante delle presenti note.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto di 3.886 milioni di euro (3.890 milioni di euro al 31 dicembre 2005) riguarda le seguenti imprese:

	31.12.2005		31.12.2006	
(milioni di euro)	Valore netto	% di possesso dell'azionista	Valore netto	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate:				
- Eni Btc Ltd	55	100,00	46	100,00
- Altre (*)	91		98	
	146		**144**	
Imprese a controllo congiunto:				
- Unión Fenosa Gas SA	459	50,00	503	50,00
- Blue Stream Pipeline Co BV	280	50,00	293	50,00
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	168	50,00	234	50,00
- Raffineria di Milazzo ScpA	172	50,00	171	50,00
- Azienda Energia e Servizi Torino SpA	165	49,00	165	49,00
- Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	152	49,00	157	49,00
- Toscana Energia SpA			111	48,72
- Super Octanos CA	113	49,00	97	49,00
- Lipardiz - Construção de Estruturas Maritimas Lda	66	50,00	97	50,00
- Supermetanol CA	88	34,51	90	34,51
- Trans Austria Gasleitung GmbH	88	89,00	81	89,00
- Haldor Topsøe AS	62	50,00	71	50,00
- Unimar Llc	84	50,00	70	50,00
- FPSO Mystras - Produção de Petròleo Lda	73	50,00	63	50,00
- Transmediterranean Pipeline Co Ltd	63	50,00	50	50,00
- Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	39	49,00	46	49,00
- Saibos Akogep Snc	38	70,00	38	70,00
- Transitgas AG	32	46,00	31	46,00
- CMS&A Wll	31	20,00	27	20,00
- Siciliana Gas SpA	60	50,00		
- Toscana Gas SpA	55	46,10		
- Altre (*)	96		111	
	2.384		**2.506**	
Imprese collegate:				
- Galp Energia SGPS SA	896	33,34	782	33,34
- United Gas Derivatives Co	128	33,33	117	33,33
- Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	92	20,00	88	20,00
- ACAM Gas SpA	45	49,00	45	49,00
- Distribuidora de Gas del Centro SA	41	31,35	37	31,35
- Gaztransport et Technigaz SAS	20	30,00	29	30,00
- Altre (*)	138		138	
	1.360		**1.236**	
	3.890		**3.886**	

(*) Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.

I valori netti contabili delle imprese controllate e collegate comprendono differenze tra il prezzo di acquisto e il patrimonio netto contabile di 576 milioni di euro riferite principalmente a Unión Fenosa Gas SA (195 milioni di euro), alla EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (178 milioni di euro), alla Galp Energia SGPS SA (107 milioni di euro) e all'Azienda Energia e Servizi Torino SpA (69 milioni di euro).
Sulle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 154 milioni di euro relativo principalmente alla Polimeri Europa Elastomères France SA (in liquidazione) (50 milioni di euro), alla Charville - Consultores e Serviços Lda (37 milioni di euro), alla Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione) (31 milioni di euro) e alla Geopromtrans Llc (19 milioni di euro).

Altre partecipazioni

Le altre partecipazioni di 360 milioni di euro (421 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Acquisizioni e sottoscrizioni	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2005							
Partecipazioni in imprese controllate	78	1		(38)	41	68	27
Partecipazioni in imprese collegate	107			(98)	9	9	
Partecipazioni in altre imprese	344	23	41	(37)	371	375	4
	529	**24**	**41**	**(173)**	**421**	**452**	**31**
31.12.2006							
Partecipazioni in imprese controllate	41			(20)	21	49	28
Partecipazioni in imprese collegate	9				9	10	1
Partecipazioni in altre imprese	371	4	(31)	(14)	330	332	2
	421	**4**	**(31)**	**(34)**	**360**	**391**	**31**

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Le partecipazioni in altre imprese sono valutate, essenzialmente, al costo rettificato per perdite di valore perché non è attendibilmente determinabile il loro *fair value*.

Il valore netto delle Altre partecipazioni di 360 milioni di euro (421 milioni di euro al 31 dicembre 2005) riguarda le seguenti imprese:

	31.12.2005		31.12.2006	
(milioni di euro)	Valore netto	% possesso	Valore netto	% possesso
Imprese controllate (*)	**41**		**21**	
Imprese collegate	**9**		**9**	
Altre imprese:				
- Darwin LNG Pty Ltd	126	12,04	108	12,04
- Nigeria LNG Ltd	100	10,40	90	10,40
- Ceska Rafinerska AS	35	16,33	31	16,33
- Altre (*)	110		101	
	371		**330**	
	421		**360**	

(*) Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.

Sulle Altre partecipazioni è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 30 milioni di euro relativo principalmente alla Caspian Pipeline Consortium R - Closed Joint Stock Company (27 milioni di euro).

Altre informazioni sulle partecipazioni

I valori relativi all'ultimo bilancio disponibile delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate, in proporzione alla percentuale di possesso, sono i seguenti:

	31.12.2005			31.12.2006		
(milioni di euro)	Imprese controllate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate	Imprese controllate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate
Totale attività	1.404	7.423	2.763	1.315	7.906	2.998
Totale passività	1.263	5.161	1.295	1.182	5.466	1.753
Ricavi netti	63	4.617	1.560	71	5.536	4.905
Utile operativo	(1)	609	176	(1)	790	454
Utile dell'esercizio	(2)	328	371	3	465	351

Il totale attività e il totale passività relativi alle imprese controllate di 1.315 e 1.182 milioni di euro (1.404 e 1.263 milioni di euro al 31 dicembre 2005) riguardano le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi rispettivamente per 900 e 900 milioni di euro (1.004 milioni di euro e 1.004 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

12 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie di 805 milioni di euro (1.050 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	754	532
- non strumentali all'attività operativa	247	252
	1.001	**784**
Titoli:		
- strumentali all'attività operativa	21	21
- non strumentali all'attività operativa	28	
	49	**21**
	1.050	**805**

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione di 24 milioni di euro (25 milioni di euro al 31 dicembre 2005).
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 532 milioni di euro (754 milioni di euro al 31 dicembre 2005) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (372 milioni di euro) e Gas & Power (81 milioni di euro).
Il decremento di 222 milioni di euro comprende differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 61 milioni di euro. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 252 milioni di euro (247 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si riferiscono per 246 milioni di euro a un deposito vincolato di Eni Lasmo Plc a garanzia di un prestito obbligazionario (241 milioni di euro al 31 dicembre 2005).
I crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a 693 milioni di euro (845 milioni di euro al 31 dicembre 2005).
I crediti con scadenza oltre i 5 anni ammontano a 396 milioni di euro (625 milioni di euro al 31 dicembre 2005).
I titoli di 21 milioni di euro (49 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si intendono mantenere fino alla scadenza e sono emessi dallo Stato italiano per l'intero ammontare (22 milioni di euro al 31 dicembre 2005).
I titoli hanno scadenza inferiore ai 5 anni.
La valutazione al *fair value* delle altre attività finanziarie non produce effetti significativi.

13 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate di 1.725 milioni di euro (1.861 milioni di euro al 31 dicembre 2005) sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di 4.028 milioni di euro (3.347 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2005	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2006
	1.861	1.299	(1.036)	(169)	(230)	1.725

Le altre variazioni di 230 milioni di euro comprendono la compensazione, a livello di singola impresa, delle imposte anticipate con le passività per imposte differite (318 milioni di euro).
L'analisi delle attività per imposte anticipate è indicata alla nota n. 22 – Passività per imposte differite.

14 Altre attività

Le altre attività di 994 milioni di euro (995 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana		
- per crediti d'imposta sul reddito	508	501
- per interessi su crediti d'imposta	309	322
- per crediti IVA	37	37
- per altri rapporti	7	13
	861	**873**
- Amministrazioni finanziarie estere	44	30
	905	**903**
Altri crediti:		
- attività di investimento	39	2
- altri	40	83
	79	**85**
Altre attività	11	6
	995	**994**

Passività correnti

15 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di 3.400 milioni di euro (4.612 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Banche	3.894	3.178
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	60	
Altri finanziatori	658	222
	4.612	**3.400**

Il decremento delle passività finanziarie a breve termine di 1.212 milioni di euro è dovuto principalmente al saldo netto tra i rimborsi e le nuove assunzioni (802 milioni di euro) e alle differenze passive di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (473 milioni di euro).
L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Euro	4.029	3.119
Dollaro USA	323	161
Altre valute	260	120
	4.612	**3.400**

Il tasso di interesse medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è del 2,8% e del 3,9%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2005 e 2006.
Al 31 dicembre 2006 Eni dispone di linee di credito *committed* e *uncommitted* non utilizzate rispettivamente per 5.896 e 6.523 milioni di euro (rispettivamente 5.855 e 4.783 milioni di euro al 31 dicembre 2005). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

16 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti di 15.995 milioni di euro (13.095 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Debiti commerciali	8.170	10.528
Acconti e anticipi	1.184	1.362
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	698	1.166
- altri	3.043	2.939
	3.741	**4.105**
	13.095	**15.995**

I debiti commerciali di 10.528 milioni di euro aumentano di 2.358 milioni di euro. L'incremento è riferito in particolare ai settori Exploration & Production (1.353 milioni di euro), Ingegneria e Costruzioni (424 milioni di euro), Refining & Marketing (262 milioni di euro) e Gas & Power (194 milioni di euro) e comprende differenze passive di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 181 milioni di euro.
Gli acconti e anticipi di 1.362 milioni di euro (1.184 milioni di euro al 31 dicembre 2005) riguardano acconti eccedenti il valore dei lavori in corso su ordinazione eseguiti per 884 milioni di euro (550 milioni di euro al 31 dicembre 2005), anticipi per lavori in corso su ordinazione per 197 milioni di euro (309 milioni di euro al 31 dicembre 2005) nonché altri acconti e anticipi per 281 milioni di euro (325 milioni di euro al 31 dicembre 2005). Gli acconti e gli anticipi per lavori in corso su ordinazione riguardano il settore Ingegneria e Costruzioni.

Gli altri debiti di 4.105 milioni di euro (3.741 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Debiti verso:		
- *partner* in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione	1.264	1.146
- fornitori per attività di investimento	951	923
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	229	339
- personale	314	336
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	313	274
	3.071	**3.018**
Depositi cauzionali	6	2
Altri debiti	664	1.085
	3.741	**4.105**

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 – Rapporti con parti correlate.

17 Passività per imposte correnti

Le passività per imposte correnti di 2.830 milioni di euro (3.430 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Imposte sul reddito	1.742	1.640
Accise e imposte di consumo	896	683
Altre imposte e tasse	792	507
	3.430	**2.830**

Le imposte sul reddito di 1.640 milioni di euro (1.742 milioni di euro al 31 dicembre 2005) riguardano imprese italiane per 158 milioni di euro e imprese estere per 1.482 milioni di euro (rispettivamente 234 e 1.508 milioni di euro al 31 dicembre 2005). Il decremento di 102 milioni di euro comprende differenze passive di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (70 milioni di euro).

18 Altre passività

Le altre passività di 634 milioni di euro (613 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Fair value su contratti derivati non di copertura	378	395
Fair value su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*	5	40
Altre passività	230	199
	613	**634**

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura di 395 milioni di euro (378 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005		31.12.2006	
	Fair Value	Impegni	*Fair Value*	Impegni
Contratti su valute				
Currency swap	139	6.370	11	1.291
Interest currency swap	73	2.316	19	257
Altri	2	57	2	70
	214	**8.743**	**32**	**1.618**
Contratti su tassi d'interesse				
Interest rate swap	101	5.145	30	2.122
	101	**5.145**	**30**	**2.122**
Contratti su merci				
Over the counter	21	323	52	635
Altri	42	94	281	930
	63	**417**	**333**	**1.565**
	378	**14.305**	**395**	**5.305**

Il *fair value* su contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 40 milioni di euro è riferito ad impegni per 529 milioni di euro e riguarda operazioni di vendita futura di greggi da parte del settore Exploration & Production. I contratti derivati di copertura *cash flow hedge* al 31 dicembre 2005 relativi a coperture su valute si sono chiusi nel 2006 con effetto a conto economico.
Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 25 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa.

Passività non correnti

19 Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito indicate con le relative scadenze:

(milioni di euro)

		Al 31 dicembre		Scadenza a lungo termine						
Tipo	Scadenza	2005	2006	Scad. 2007	2008	2009	2010	2011	Oltre	Totale
Verso banche:										
-mutui ordinari	**2007-2019**	2.174	2.298	127	310	448	348	88	977	2.171
-mutui a tasso agevolato	**2007-2013**	45	13	4	3	2	2	1	1	9
-altri	**2006**	3								
		2.222	**2.311**	**131**	**313**	**450**	**350**	**89**	**978**	**2.180**
Obbligazioni ordinarie	**2007-2027**	5.339	5.097	685	475	127	946	179	2.685	4.412
Altri finanziatori	**2007-2019**	825	891	74	403	26	29	129	230	817
		8.386	**8.299**	**890**	**1.191**	**603**	**1.325**	**397**	**3.893**	**7.409**

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di 8.299 milioni di euro (8.386 milioni di euro al 31 dicembre 2005), diminuiscono di 87 milioni di euro. Hanno contribuito al decremento, il saldo tra i rimborsi e le nuove assunzioni per 7 milioni di euro e le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale, per complessivi 124 milioni di euro.

Gli altri finanziatori di 891 milioni di euro riguardano per 56 milioni di euro operazioni di *leasing* finanziario. Il debito residuo, rappresentato dalla sommatoria dei canoni futuri attualizzati utilizzando il tasso di interesse effettivo, la quota interessi e il valore nominale dei canoni futuri, sono di seguito indicati per anno di scadenza:

	Scadenza			
(milioni di euro)	Entro un anno	Da uno a cinque anni	Oltre i cinque anni	Totale
Debito residuo	14	33	9	56
Quota interessi	7	11	7	25
Valore nominale dei canoni futuri	21	44	16	81

Eni ha stipulato, con la Banca Europea per gli Investimenti, accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un *rating* non inferiore ad A- (S&P) e A3 (Moodys). Al 31 dicembre 2005 e al 31 dicembre 2006 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontano rispettivamente a 1.258 milioni di euro e a 1.131 milioni di euro. Inoltre, Saipem SpA ha stipulato un accordo di finanziamento con banche per 75 milioni di euro (275 milioni di euro al 31 dicembre 2005) che prevede il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato della Saipem. Eni e Saipem hanno rispettato le condizioni concordate.
Le obbligazioni di 5.097 milioni di euro riguardano titoli relativi al programma di *Euro Medium Term Notes* per complessivi 4.424 milioni di euro e altri prestiti obbligazionari per complessivi 673 milioni di euro.
L'analisi dei prestiti obbligazionari per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza		Tasso %	
(milioni di euro)					da	a	da	a
Società emittente								
Euro Medium Term Notes:								
- Eni SpA	1.500	42	1.542	Euro		2013		4,625
- Eni Coordination Center SA	1.027	19	1.046	Lira sterlina	2007	2019	4,875	5,250
- Eni Coordination Center SA	520	5	525	Euro	2007	2015		variabile
- Eni SpA	500	16	516	Euro		2010		6,125
- Eni Coordination Center SA	277	5	282	Euro	2008	2024	2,876	5,050
- Eni Coordination Center SA	193	4	197	Dollaro USA	2013	2015	4,450	4,800
- Eni Coordination Center SA	167		167	Yen giapponese	2008	2021	0,810	2,320
- Eni Coordination Center SA	103		103	Dollaro USA	2007	2013		variabile
- Eni Coordination Center SA	32		32	Franco svizzero		2010		2,043
- Eni Coordination Center SA	14		14	Franco svizzero		2007		variabile
	4.333	**91**	**4.424**					
Altri prestiti obbligazionari:								
- Eni USA Inc	304	3	307	Dollaro USA		2027		7,300
- Eni Lasmo Plc (*)	224	(11)	213	Lira sterlina		2009		10,375
- Eni USA Inc	152	1	153	Dollaro USA		2007		6,750
	680	**(7)**	**673**					
	5.013	**84**	**5.097**					

(*) Il prestito obbligazionario è garantito da un deposito bancario vincolato iscritto nelle attività finanziarie non correnti per 246 milioni di euro.

Le obbligazioni che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a 787 milioni di euro e riguardano l'Eni Coordination Center SA (634 milioni di euro) e l'Eni USA Inc (153 milioni di euro). Nel corso del 2006 l'Eni Coordination Center SA ha emesso obbligazioni per 219 milioni di euro.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2005 (milioni di euro)	Tasso medio %	31.12.2006 (milioni di euro)	Tasso medio %
Euro	5.344	3,6	5.566	4,0
Dollaro USA	1.709	7,0	1.261	7,8
Lira sterlina	1.082	5,3	1.259	5,9
Yen giapponese	153	1,4	167	1,4
Franco svizzero	98	2,6	46	2,0
	8.386		**8.299**	

Al 31 dicembre 2006 Eni dispone di linee di credito a lungo termine *committed* non utilizzate per 520 milioni di euro (1.070 milioni di euro al 31 dicembre 2005). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a 8.415 milioni di euro (8.732 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Obbligazioni ordinarie	5.633	5.239
Banche	2.222	2.311
Altri finanziatori	877	865
	8.732	**8.415**

Il valore di mercato è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra il 3,6% e il 5,6% (2,8% e 5,0% al 31 dicembre 2005).

Passività finanziarie per 231 milioni di euro sono garantite da ipoteche e privilegi sui beni immobili di imprese consolidate, da pegni su titoli e da depositi vincolati (251 milioni di euro al 31dicembre 2005).

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

	31.12.2005			31.12.2006		
(milioni di euro)	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibiltà liquide	1.211		1.211	3.745		3.745
B. Disponibilità liquide equivalenti	122		122	240		240
C. Titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza	903	28	931	552		552
D. Liquidità (A+B+C)	**2.236**	**28**	**2.264**	**4.537**		**4.537**
E. Crediti finanziari	**12**	**247**	**259**	**143**	**252**	**395**
F. Passività finanziarie a breve termine verso banche	3.894		3.894	3.178		3.178
G. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	296	1.926	2.222	131	2.180	2.311
H. Prestiti obbligazionari	391	4.948	5.339	685	4.412	5.097
I. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	222		222	92		92
L. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate		18	18		16	16
M. Altre passività finanziarie a breve termine	496		496	130		130
N. Altre passività finanziarie a lungo termine	46	761	807	74	801	875
O. Indebitamento finanziario lordo (F+G+H+I+L+M+N)	**5.345**	**7.653**	**12.998**	**4.290**	**7.409**	**11.699**
P. Indebitamento finanziario netto (O-D-E)	**3.097**	**7.378**	**10.475**	**(390)**	**7.157**	**6.767**

I titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza di 552 milioni di euro (931 milioni di euro al 31 dicembre 2005) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza strumentali all'attività operativa di 441 milioni di euro (486 milioni di euro al 31 dicembre 2005) relativi per 417 milioni di euro (453 milioni di euro al 31 dicembre 2005) ai titoli a copertura delle riserve tecniche della Padana Assicurazioni SpA.
I crediti finanziari di 395 milioni di euro (259 milioni di euro al 31 dicembre 2005) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa di 246 milioni di euro (480 milioni di euro al 31 dicembre 2005), di cui 241 milioni di euro (475 milioni di euro al 31 dicembre 2005) concessi a imprese controllate non consolidate, a imprese a controllo congiunto e a imprese collegate principalmente per la realizzazione di specifici progetti industriali. I crediti finanziari non correnti di 252 milioni di euro (247 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si riferiscono per 246 milioni di euro a un deposito vincolato di Eni Lasmo Plc a garanzia di un prestito obbligazionario (241 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

20 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri di 8.614 milioni di euro (7.679 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2005	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2006
Fondo abbandono e ripristino siti	2.648	1.345	(188)	(81)	3.724
Fondo rischi ambientali	2.103	272	(430)	(40)	1.905
Fondo rischi per contenziosi	534	174	(62)	8	654
Riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	707	8	(127)	(23)	565
Fondo per imposte	309	48	(98)	(38)	221
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	85	65	(9)	43	184
Fondo oneri relativi a revisione prezzi di vendita	321	104	(253)		172
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	195	35	(73)		157
Fondo mutua assicurazione OIL	127		(19)		108
Fondo contratti onerosi	80	55	(35)		100
Fondo operazioni e concorsi a premio	52	44	(46)		50
Altri fondi (*)	518	518	(177)	(85)	774
	7.679	**2.668**	**(1.517)**	**(216)**	**8.614**

(*) Di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro.

Il fondo abbandono e ripristino siti di 3.724 milioni di euro accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (3.664 milioni di euro). L'accantonamento di 1.345 milioni di euro riguarda la rilevazione iniziale e la variazione della stima del fondo imputati in contropartita alle attività materiali a cui si riferiscono (1.240 milioni di euro) e gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo imputati a conto economico (105 milioni di euro); il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il 4,0% e il 5,9 %. Le altre variazioni di 81 milioni di euro comprendono differenze passive di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 102 milioni di euro.
Il fondo rischi ambientali di 1.905 milioni di euro accoglie, prevalentemente, la stima degli oneri relativi a interventi ambientali previsti da norme di legge e regolamenti principalmente nella Syndial SpA (1.295 milioni di euro), nel settore Refining & Marketing (346 milioni di euro), nell'aggregato Corporate e società finanziarie in relazione alle garanzie rilasciate all'atto della cessione di partecipazioni (117 milioni di euro) e nel settore Gas & Power (78 milioni di euro). Gli accantonamenti di 272 milioni di euro riguardano principalmente la Syndial SpA (125 milioni di euro) e il settore Refining & Marketing (79 milioni di euro) e comprendono incrementi connessi al trascorrere del tempo per 8 milioni di euro. Gli utilizzi di 430 milioni di euro riguardano prevalentemente la Syndial SpA (225 milioni di euro) e il settore Refining & Marketing (146 milioni di euro) e comprendono utilizzi di fondi eccedenti per 16 milioni di euro.
Il fondo rischi per contenziosi di 654 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali e contenziosi in genere. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività. Gli accantonamenti di 174 milioni di euro riguardano principalmente la Syndial SpA (80 milioni di euro) e il settore Gas & Power (63 milioni di euro). Gli utilizzi di 62 milioni di euro comprendono utilizzi di fondi eccedenti per 25 milioni di euro.

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione di 565 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla Padana Assicurazione SpA. Gli utilizzi di 127 milioni di euro riguardano la riserva eccedente gli oneri da liquidare a fronte dei sinistri comunicati.
Il fondo per imposte di 221 milioni di euro riguarda principalmente gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi fiscali connessi a incertezze applicative delle norme applicabili a società estere del settore Exploration & Production (176 milioni di euro). Gli utilizzi di 98 milioni di euro comprendono utilizzi di fondi eccedenti per 32 milioni di euro. Le altre variazioni di 38 milioni di euro comprendono differenze passive di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 25 milioni di euro.
Il fondo copertura perdite di imprese partecipate di 184 milioni di euro accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate (v. nota n. 11 - Partecipazioni).
Il fondo oneri relativo a revisione prezzi di vendita di 172 milioni di euro riguarda principalmente l'accantonamento effettuato a seguito dell'applicazione della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la quale sono stati modificati i parametri di riferimento per la determinazione della componente materia prima compresa nelle formule di vendita ai consumatori finali (139 milioni di euro). Gli utilizzi di 253 milioni di euro comprendono utilizzi di fondi eccedenti per 141 milioni di euro relativi essenzialmente all'applicazione del nuovo regime regolatorio introdotto dalla delibera n. 134/2006 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (139 milioni di euro).
Il fondo dismissioni e ristrutturazioni di 157 milioni di euro accoglie principalmente gli oneri previsti dal settore Refining & Marketing (124 milioni di euro) a fronte di siti e attività materiali dismessi. Gli utilizzi di 73 milioni di euro comprendono utilizzi di fondi eccedenti per 17 milioni di euro.
Il fondo mutua assicurazione *OIL* di 108 milioni di euro accoglie gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere. Il fondo è stato stanziato a seguito dell'elevata sinistrosità verificatasi nel 2004 e nel 2005.
Il fondo per contratti onerosi di 100 milioni di euro si riferisce essenzialmente alla Syndial SpA e riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso.
Il fondo operazioni e concorsi a premio di 50 milioni di euro si riferisce al settore Refining & Marketing e accoglie gli oneri che si prevede di sostenere a seguito dell'attuazione della campagna promozionale "Club Fai da Te" rivolta agli automobilisti che si riforniscono presso le "Isole Fai da Te".
Gli utilizzi degli Altri fondi di 177 milioni di euro comprendono utilizzi di fondi eccedenti per 85 milioni di euro relativi per 20 milioni di euro alla sovrastima degli oneri stanziati a fronte di commesse pluriennali.

21 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti di 1.071 milioni di euro (1.031 milioni di euro al 31dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	577	608
Piani pensione	318	268
Fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni	99	100
Altri fondi per benefici ai dipendenti	37	95
	1.031	1.071

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del codice civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. L'ammontare dell'accantonamento al TFR, considerato ai fini della determinazione della passività e del costo, è ridotto della parte eventualmente versata a fondi pensione.
A partire dal 1° gennaio 2007 la Legge Finanziaria e relativi decreti attuativi hanno introdotto modificazioni rilevanti nella disciplina del TFR, tra cui la scelta del lavoratore in merito alla destinazione del proprio TFR maturando. In particolare, i nuovi flussi di TFR potranno essere indirizzati dal lavoratore a forme pensionistiche prescelte oppure mantenuti in azienda (nel qual caso quest'ultima verserà i contributi TFR ad un conto di tesoreria istituito presso l'INPS). Allo stato le incertezze interpretative della sopra citata norma di recente emanazione, anche in ordine alle possibili modificazioni sui calcoli attuali del TFR maturato, nonché l'impossibilità di

stimare le scelte attribuite ai dipendenti sulla destinazione del TFR maturando (per le quali il singolo dipendente ha tempo sino al 30 giugno prossimo), non consentono di valutare gli effetti della modifica normativa sui valori del TFR maturato al 31 dicembre 2006.
I fondi per piani pensione riguardano schemi pensionistici a prestazioni definite adottati da imprese di diritto non italiano presenti principalmente nel Regno Unito, in Nigeria e in Germania. La prestazione è una rendita determinata in base all'anzianità di servizio in azienda e alla retribuzione erogata durante l'ultimo anno di servizio oppure in base alla retribuzione annua media corrisposta in un periodo determinato e antecedente la cessazione del rapporto di lavoro.

L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.
Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano principalmente i premi di anzianità e il piano di incentivazione monetaria differita. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e, per quanto riguarda l'Italia, sono erogati in natura. Il piano di incentivazione monetaria differita accoglie la stima dei compensi variabili in relazione alle *performance* aziendali che saranno erogati nel 2009 ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati.

I fondi per benefici ai dipendenti valutati applicando tecniche attuariali si analizzano come segue:

		Piani pensione esteri				
(milioni di euro)	TFR	Passività lorda	Attività al servizio del piano	Fisde	Altri	Totale
2005						
Valore attuale delle passività e delle attività all'inizio dell'esercizio	**577**	**576**	**(257)**	**106**	**32**	**1.034**
Costo corrente	59	18		2	3	82
Oneri finanziari	25	30		5	1	61
Rendimento delle attività al servizio del piano			(16)			(16)
Contributi versati		1	(46)			(45)
Utili/perdite attuariali	47	66	(24)	(11)	5	83
Benefici pagati	(49)	(19)	11	(6)	(4)	(67)
Modifiche del piano		3				3
Riduzioni ed estinzioni del piano	(6)	(5)				(11)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		87	(27)			60
Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio	**653**	**757**	**(359)**	**96**	**37**	**1.184**
2006						
Valore attuale delle passività e delle attività all'inizio dell'esercizio	**653**	**757**	**(359)**	**96**	**37**	**1.184**
Costo corrente	99	18		2	48	167
Oneri finanziari	22	28		3	6	59
Rendimento delle attività al servizio del piano			(24)			(24)
Contributi versati		(3)	(88)			(91)
Utili/perdite attuariali	(67)	(2)	(3)	(5)	6	(71)
Benefici pagati	(94)	(16)	12	(5)	(2)	(105)
Modifiche del piano		2				2
Riduzioni ed estinzioni del piano		(7)	6			(1)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	1	(6)	16			11
Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio	**614**	**771**	**(440)**	**91**	**95**	**1.131**

La passività lorda relativa ai Piani pensioni esteri di 771 milioni di euro (757 milioni di euro al 31 dicembre 2005) comprende la passività di competenza dei *partner* in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di 130 e 112

milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2005 e al 31 dicembre 2006; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare. Gli Altri benefici di 95 milioni di euro (37 milioni di euro al 31 dicembre 2005) riguardano principalmente i premi di anzianità per 44 milioni di euro (29 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e l'incentivo monetario differito per 37 milioni di euro.

La riconciliazione delle attività o passività rilevate nei fondi per benefici ai dipendenti si analizza come segue:

	TFR		Piani pensione esteri		Fisde		Altri	
(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2006	31.12.2005	31.12.2006
Valore attuale alla fine dell'esercizio delle passività con attività al servizio del piano			757	771				
Valore attuale delle attività al servizio del piano			(359)	(440)				
Valore attuale netto delle passività con attività al servizio del piano			**398**	**331**				
Valore attuale delle passività alla fine dell'esercizio senza attività al servizio del piano	**653**	**614**			**96**	**91**	**37**	**95**
Utili (perdite) attuariali non rilevate	(76)	(6)	(71)	(63)	3	9		
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate non rilevate			(9)					
Passività netta rilevata nei fondi per benefici ai dipendenti	**577**	**608**	**318**	**268**	**99**	**100**	**37**	**95**

I costi per benefici ai dipendenti rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(milioni di euro)	TFR	Piani pensione esteri	Fisde	Altri	Totale
2005					
Costo corrente	59	18	2	3	82
Oneri finanziari	25	30	5	1	61
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		(16)			(16)
Ammortamento degli utili e perdite attuariali				6	6
Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano	(6)	(5)			(11)
Altri costi		3		1	4
	78	**30**	**7**	**11**	**126**
2006					
Costo corrente	99	18	2	48	167
Oneri finanziari	22	28	3	6	59
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		(24)			(24)
Ammortamento degli utili e perdite attuariali	2	21		5	28
Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano		(1)			(1)
Altri costi	1				1
	124	**42**	**5**	**59**	**230**

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

(%)	TFR	Piani pensione esteri	Fisde	Altri
2005				
Tasso di sconto	4,0	4,5-7,3	4,3	4,5-4,7
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano		7,2		
Tasso tendenziale di crescita dei salari	2,7-4,5	3,0-5,8		3,5
Tasso d'inflazione	2,0	2,0-4,9	2,0	2,3-2,4
2006				
Tasso di sconto	4,3	3,0-13,0	4,5	4,0-4,3
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano		3,5-13,0		
Tasso tendenziale di crescita dei salari	2,7-4,0	2,0-12,0		2,7-4,5
Tasso d'inflazione	2,0	1,0-10,0	2,0	2,0-2,5

Con riferimento agli istituti italiani sono state adottate le tavole demografiche redatte dalla Ragioneria Generale dello Stato (RG48). Il rendimento atteso delle attività al servizio del piano è stato determinato facendo riferimento alle quotazioni espresse in mercati regolamentati.
Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(%)	Attività al servizio del piano	Rendimento atteso
31.12.2006		
Titoli	18,6	5,4-7,6
Obbligazioni	60,3	2,6-9,4
Attività immobiliari	0,9	5-13
Altro	20,2	2-13
Totale	**100,0**	

Il rendimento effettivo delle attività al servizio del piano è stato di 27 milioni di euro (40 milioni di euro al 31 dicembre 2005).
Con riferimento ai piani medici, gli effetti derivanti da una modifica dell'1% delle ipotesi attuariali dei costi relativi all'assistenza medica sono di seguito indicati:

(milioni di euro)	Incremento dell'1%	Decremento dell'1%
Effetto sui costi correnti e costi per interessi	6	4
Effetto sull'obbligazione netta	103	83

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani a benefici definiti nell'esercizio successivo ammonta a 68 milioni di euro.
L'analisi delle variazioni della passività attuariale netta rispetto all'esercizio precedente derivanti dalla non corrispondenza delle ipotesi attuariali adottate nell'esercizio precedente con i valori effettivi riscontrati alla chiusura dell'esercizio è di seguito indicata:

(milioni di euro)	TFR	Piani pensione esteri	Fisde	Altri
2005				
Effetto sull'obbligazione netta	47	59	(11)	
Effetto sulle attività al servizio del piano		24		
2006				
Effetto sull'obbligazione netta	(19)	13	(4)	4
Effetto sulle attività al servizio del piano		3		

22 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite di 5.852 milioni di euro (4.890 milioni di euro al 31 dicembre 2005) sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili.

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2005	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2006
	4.890	2.231	(676)	(379)	(214)	5.852

Le altre variazioni di 214 milioni di euro comprendono la compensazione a livello di singola impresa, delle imposte differite con le attività per imposte anticipate (318 milioni di euro).

Le passività per imposte differite si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Imposte sul reddito differite	8.237	9.880
Imposte sul reddito anticipate compensabili	(3.347)	(4.028)
	4.890	**5.852**
Imposte sul reddito anticipate non compensabili	(1.861)	(1.725)
	3.029	**4.127**

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2005	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2006
Imposte sul reddito differite:						
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	5.855	1.412	(414)	(330)	328	6.851
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	649	28	(108)		80	649
- abbandono e ripristino siti (attività materiali e immateriali)	349	130	(36)	(18)	258	683
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	245	2	(20)		5	232
- altre	1.139	659	(98)	(40)	(195)	1.465
	8.237	**2.231**	**(676)**	**(388)**	**476**	**9.880**
Imposte sul reddito anticipate:						
- rivalutazione dei beni a norma delle leggi nn. 342/2000 e 448/2001	(1.096)		78		1	(1.017)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(1.038)	(190)	38	41	(347)	(1.496)
- ammortamenti non deducibili	(868)	(125)	201	85	(37)	(744)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(839)	(329)	244	1	(77)	(1.000)
- perdite fiscali portate a nuovo	(160)	(10)	96	10	(19)	(83)
- altre	(1.207)	(645)	379	35	25	(1.413)
	(5.208)	**(1.299)**	**1.036**	**172**	**(454)**	**(5.753)**
Passività nette per imposte differite	**3.029**	**932**	**360**	**(216)**	**22**	**4.127**

Le imposte sul reddito anticipate sono esposte al netto della svalutazione delle differenze temporanee attive che si ritiene di non poter recuperare.
Secondo la normativa fiscale italiana le perdite possono essere portate a nuovo nei cinque esercizi successivi ad eccezione delle perdite sofferte nei primi tre esercizi di vita dell'impresa che possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde all'aliquota del 33% per le imprese italiane e a un'aliquota media di circa il 29,8% per le imprese estere.
Le perdite fiscali ammontano a 1.579 milioni di euro e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

(milioni di euro)	Imprese italiane	Imprese estere
2007	4	17
2008	14	19
2009	13	13
2010		15
2011		37
oltre 2011		53
illimitatamente	13	1.381
	44	**1.535**

Le perdite fiscali di cui è previsto l'utilizzo ammontano a 278 milioni di euro e sono riferite essenzialmente a imprese estere (252 milioni di euro); le relative imposte anticipate ammontano a 83 milioni di euro e sono riferite per 75 milioni di euro ad imprese estere.
Non sono state stanziate imposte differite sulle riserve in sospensione di imposta delle imprese controllate perché non se ne prevede la distribuzione (160 milioni di euro).

23 Altre passività

Le altre passività di 418 milioni di euro (897 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Debiti per attività d'investimento	597	26
Altri debiti	170	207
Altre passività	130	185
	897	**418**

24 Patrimonio netto

Capitale e riserve di terzi azionisti
Il risultato del periodo e il patrimonio netto di competenza di azionisti terzi sono riferiti alle seguenti imprese:

	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
(milioni di euro)	2005	2006	31.12.2005	31.12.2006
Snam Rete Gas SpA	321	287	1.158	1.004
Saipem SpA	115	303	915	879
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Részvénytársaság	6		82	79
Altre	17	16	194	208
	459	**606**	**2.349**	**2.170**

Patrimonio netto di Eni

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2005	Valore al 31.12.2006
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	5.345	7.262
Azioni proprie acquistate	(4.216)	(5.374)
Riserva per differenze di cambio	941	(398)
Altre riserve	5.351	400
Utili relativi a esercizi precedenti	17.381	25.168
Utile dell'esercizio	8.788	9.217
Acconto sui dividendi	(1.686)	(2.210)
	36.868	**39.029**

Capitale sociale
Al 31 dicembre 2006 il capitale sociale dell'Eni SpA, interamente versato, è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (stesso numero al 31 dicembre 2005).
Il 25 maggio 2006 l'Assemblea ordinaria degli azionisti dell'Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di 0,65 euro per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2005 di 0,45 euro per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento a partire dal 22 giugno 2006, con stacco cedola fissato al 19 giugno 2006.

Riserva legale
La riserva legale dell'Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del codice civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo.

Riserva per differenze cambio
La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Riserve per acquisto di azioni proprie
La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti. L'ammontare di 7.262 milioni di euro (5.345 milioni di euro al 31 dicembre 2005) comprende le azioni proprie acquistate. L'incremento di 1.917 milioni di euro è riferito essenzialmente alla riclassifica dalla Riserva disponibile di 2.000 milioni di euro a seguito della delibera dell'Assemblea degli azionisti del 25 maggio 2006 e, in diminuzione, alla vendita e all'assegnazione di azioni a favore dei dirigenti del Gruppo assegnatari dei piani di *stock grant* e di *stock option* per 85 milioni di euro.

Azioni proprie acquistate
Le azioni proprie acquistate ammontano a 5.374 milioni di euro (4.216 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e sono rappresentate da n. 324.959.866 azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Eni SpA (n. 278.013.975 azioni al 31 dicembre 2005). Le azioni proprie per 839 milioni di euro (237 milioni di euro al 31 dicembre 2005), rappresentate da n. 40.114.000 azioni ordinarie (n. 17.428.300 azioni ordinarie al 31 dicembre 2005), sono al servizio dei piani di *stock option* 2002-2005 e 2006-2008 (n. 38.240.400 azioni) e di *stock grant* 2003-2005 (n. 1.873.600 azioni).

L'incremento di n. 22.685.700 azioni si analizza come segue:

	Stock option	*Stock grant*	Totale
Numero azioni al 31 dicembre 2005	**14.004.500**	**3.423.800**	**17.428.300**
- assegnazioni piano *stock option* 2006-2008	30.000.000		30.000.000
- diritti non attribuiti sui piani di *stock grant* 2003-2005 e *stock option* 2002-2005	(624.900)	(296.600)	(921.500)
- diritti esercitati	(4.943.200)	(1.236.400)	(6.179.600)
- diritti decaduti	(196.000)	(17.200)	(213.200)
Numero azioni al 31 dicembre 2006	**38.240.400**	**1.873.600**	**40.114.000**

Al 31 dicembre 2006 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 15.290.400 azioni a fronte dei piani di *stock option* e di n. 1.873.600 azioni a fronte dei piani di *stock grant*. Il prezzo di esercizio delle *stock option* è di 15,216 euro per le assegnazioni 2002 (n. 238.000), di 13,743 euro per le assegnazioni 2003 (n. 779.900), di 16,576 euro per le assegnazioni 2004 (n. 3.108.500), di 22,512 euro per le assegnazioni 2005 (n. 4.184.000) e la media ponderata per le quantità assegnate di 23,119 per le assegnazioni 2006 (n. 6.980.000).

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di *stock option* e *stock grant* sono fornite alla nota n. 27 – Costi operativi.

Altre riserve

Le altre riserve di 400 milioni di euro (5.351 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si riferiscono alla riserva costituita a seguito della vendita da parte di Eni SpA della Snamprogetti SpA alla Saipem Projects SpA per 247 milioni di euro, alle riserve di capitale di Eni SpA per 146 milioni di euro e alla riserva per valutazione al *fair value* dei titoli disponibili per la vendita e dei derivati *cash flow hedge* per 7 milioni di euro. Il decremento delle altre riserve di 4.951 milioni di euro è riferito principalmente alla riclassifica negli utili relativi ad esercizi precedenti della riserva disponibile di Eni SpA (5.224 milioni di euro). La valutazione al *fair value* dei titoli disponibili per la vendita e dei derivati *cash flow hedge* si analizza come segue:

	Titoli disponibili per la vendita			Derivati di copertura *cash flow hedge*			Totale		
(milioni di euro)	Riserva lorda	Passività per imposte differite	Riserva netta	Riserva lorda	Passività per imposte differite	Riserva netta	Riserva lorda	Passività per imposte differite	Riserva netta
Riserva al 1° gennaio 2005	19	(6)	13				19	(6)	13
Variazione dell'esercizio 2005	8	(2)	6	27	(11)	16	35	(13)	22
Riserva al 31 dicembre 2005	**27**	**(8)**	**19**	**27**	**(11)**	**16**	**54**	**(19)**	**35**
Variazione dell'esercizio 2006	2		2	1		1	3		3
Utilizzo a conto economico	(21)	6	(15)	(27)	11	(16)	(48)	17	(31)
Riserva al 31 dicembre 2006	**8**	**(2)**	**6**	**1**		**1**	**9**	**(2)**	**7**

Acconto sui dividendi

L'acconto sui dividendi di 2.210 milioni di euro riguarda l'acconto sui dividendi dell'esercizio 2006 di 0,60 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-*bis*, comma 5, del codice civile e messo in pagamento a partire dal 26 ottobre 2006.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto dell'Eni al 31 dicembre 2006 comprende riserve distribuibili per circa 32.000 milioni di euro. Alcune di queste riserve sono soggette a tassazione in caso di distribuzione; il relativo onere d'imposta è stanziato limitatamente alle riserve di cui è prevista la distribuzione (40 milioni di euro).

Prospetto di raccordo del risultato d'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
(milioni di euro)	**2005**	**2006**	**31.12.2005**	**31.12.2006**
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	**6.042**	**5.821**	**26.872**	**26.935**
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di periodo, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	2.718	3.823	13.701	16.136
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(44)	(52)	1.902	1.138
- eliminazione rettifiche e accantonamenti di natura esclusivamente fiscale e uniformità dei principi contabili	863	627	(1.528)	(1.435)
- eliminazione di utili infragruppo	(40)	(237)	(2.677)	(2.907)
- imposte sul reddito differite e anticipate	(313)	(195)	849	1.244
- altre rettifiche	21	36	98	88
	9.247	**9.823**	**39.217**	**41.199**
Interessi di terzi	(459)	(606)	(2.349)	(2.170)
Come da bilancio consolidato	**8.788**	**9.217**	**36.868**	**39.029**

Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di 14.384 milioni di euro (12.862 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

	31.12.2005				31.12.2006			
(milioni di euro)	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale
Imprese controllate consolidate		5.839		5.839		6.539		6.539
Imprese controllate non consolidate	4	203		207	3	294		297
Imprese a controllo congiunto e collegate	4.900	1.772	40	6.712	5.682	1.735		7.417
Altri	64	40		104	79	52		131
	4.968	**7.854**	**40**	**12.862**	**5.764**	**8.620**		**14.384**

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate consolidate di 6.539 milioni di euro (5.839 milioni di euro al 31 dicembre 2005) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi, lettere di *patronage* e altre garanzie personali rilasciate a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto di accordi contrattuali per 3.467 milioni di euro (3.057 milioni di euro al 31 dicembre 2005), di cui 2.726 milioni di euro relativi al settore Ingegneria e Costruzioni (2.397 milioni di euro al 31 dicembre 2005). L'incremento di 410 milioni di euro riguarda principalmente l'aumento del portafoglio ordini e l'inizio dei nuovi lavori del settore Ingegneria e Costruzioni; (ii) rimborso crediti IVA da parte dell'Amministrazione finanziaria per 1.393 milioni di euro (1.386 milioni di euro al 31 dicembre 2005); (iii) rischi assicurativi per 246 milioni di euro che Eni ha riassicurato (298 milioni di euro al 31 dicembre 2005). L'impegno effettivo esistente a fronte delle suddette garanzie è di 6.160 milioni di euro (5.491 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di 297 milioni di euro (207 milioni di euro al 31 dicembre 2005) riguardano contratti autonomi e lettere di *patronage* rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per il rispetto degli accordi contrattuali per 288 milioni di euro (165 milioni di euro al 31 dicembre 2005). L'impegno effettivo esistente al 31 dicembre 2006 a fronte delle suddette garanzie è di 204 milioni di euro (145 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

Le fidejussioni, le altre garanzie personali e le garanzie reali prestate nell'interesse di imprese a controllo congiunto e collegate non consolidate di 7.417 milioni di euro (6.712 milioni di euro al 31 dicembre 2005) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di 5.654 milioni di euro (4.894 milioni di euro al 31 dicembre 2005) rilasciata da Eni SpA alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno; a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio, escluse le società controllate da Eni, hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché garanzie bancarie a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate; (ii) fidejussioni, contratti autonomi, lettere di *patronage* e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per 1.214 milioni di euro (1.360 milioni di euro al 31 dicembre 2005), di cui 756 milioni di euro relativi al contratto autonomo rilasciato da Snam SpA (ora incorporata in Eni SpA) per conto di Blue Stream Pipeline Co BV (50% Eni) a favore del consorzio internazionale di banche che ha finanziato la società (844 milioni di euro al 31 dicembre 2005). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 2.470 milioni di euro (2.938 milioni di euro al 31 dicembre 2005). Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di 131 milioni di euro (104 milioni di euro al 31 dicembre 2005) riguardano essenzialmente garanzie rilasciate da Eni SpA a favore di banche e di altri finanziatori per la concessione di prestiti e linee di credito nell'interesse di partecipazioni minori o imprese cedute per 87 milioni di euro (92 milioni di euro al 31 dicembre 2005). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 121 milioni di euro (75 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

Impegni e rischi

Gli impegni e rischi di 1.545 milioni di euro (1.655 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Impegni		
Acquisto di beni	219	9
Altri	220	207
	439	**216**
Rischi	**1.216**	**1.329**
	1.655	**1.545**

Gli impegni di acquisto di beni di 9 milioni di euro diminuiscono di 210 milioni di euro. Il decremento è dovuto essenzialmente: (i) alla conclusione dell'operazione di collocamento di prodotti mobiliari di Sofid Sim SpA, costituiti da titoli di Stato accompagnati da un contratto di scambio del tasso della cedola con un tasso variabile parametrato all'Euribor e della facoltà per l'investitore di rivendere in qualsiasi momento il prodotto alla società al valore nominale più gli interessi maturati (116 milioni di euro). L'operazione si è conclusa il 1° gennaio 2006 con la scadenza dei titoli di Stato; (ii) all'acquisto da ESPI – Ente Siciliano per la Promozione Industriale (in liquidazione) del 50% del capitale sociale di Siciliana Gas SpA e di n. 1 azione di Siciliana Gas Vendite SpA (98 milioni di euro).

Gli altri impegni di 207 milioni di euro (220 milioni di euro al 31 dicembre 2005) riguardano essenzialmente gli impegni, anche per conto del *partner* Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per 181 milioni di euro (193 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

I rischi di 1.329 milioni di euro (1.216 milioni di euro al 31 dicembre 2005) riguardano principalmente rischi di custodia di beni di terzi per 918 milioni di euro (794 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per 393 milioni di euro (402 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

Gestione dei rischi d'impresa

PREMESSA

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi finanziari identificati, monitorati e attivamente gestiti da Eni sono i seguenti:

(i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle *commodity*;
(ii) il rischio credito derivante dalla possibilità di *default* di una controparte;
(iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni a breve;
(iv) il rischio paese nell'attività *oil & gas*;
(v) il rischio *operation* derivante dalla possibilità che si verifichino incidenti, malfunzionamenti, guasti, con danni alle persone e all'ambiente e con riflessi sui risultati economico-finanziari.

RISCHIO MERCATO

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi di greggio, gas naturale ed elettricità possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata da "Linee guida" e procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato su due distinte strutture di finanza operativa: Enifin (fino al 31 dicembre 2006 e successivamente Eni, a seguito dell'incorporazione di Enifin) ed Eni Coordination Center, che svolgono le proprie attività nei confronti, rispettivamente, delle società italiane ed estere del Gruppo.

In particolare, in Eni sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati del Gruppo. Il rischio di prezzo delle *commodity* è gestito dalle singole unità di *business* e Eni assicura la negoziazione dei derivati di copertura.

Eni stipula contratti derivati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio *commodity* e non entra in contratti derivati con finalità speculative.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee guida" emanate prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla fissazione di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di *Value at Risk* (*VaR*), metodo che valuta i rischi nella prospettiva del valore economico.

Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio. I limiti di *VaR* sono stati pertanto definiti in capo alle strutture di finanza operativa, che dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio del Gruppo; le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria, ma i limiti massimi di rischio accettabile, definiti in termini di *VaR*, sono sensibilmente più bassi rispetto a quelli raccomandati.
Differentemente dai rischi di tasso e di cambio, oggetto di una sostanziale minimizzazione del rischio attraverso le scelte di copertura, le *policy* sul rischio *commodity* definiscono le regole per una gestione dello stesso finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "*core*" e al perseguimento degli obiettivi relativi ai margini industriali. Anche in questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di *VaR* con riferimento all'esposizione commerciale, mentre l'esposizione strategica al rischio che è intrinseca al *business*, è monitorata anch'essa attraverso il *VaR* ma non è oggetto di sistematica attività di copertura con strumenti finanziari derivati. I limiti di *VaR* per il rischio *commodity* di natura commerciale sono assegnati alle singole unità di *business*; in Eni confluiscono le richieste di copertura in strumenti derivati.
Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui *policy* di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

RISCHIO DI CAMBIO
L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in monete diverse dall'euro (in particolare il dollaro USA) e dallo sfasamento temporale tra la rilevazione per competenza dei ricavi e dei costi denominati in moneta diversa da quella funzionale e la loro realizzazione finanziaria (rischio cambio transattivo). In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. Eni centralizza la gestione del rischio cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di *business* coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua. A questo scopo vengono impiegate diverse tipologie di contratti derivati (in particolare *swap* e *forward*, nonchè opzioni su valute). Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il *VaR* derivante da posizioni a rischio tasso di cambio viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni. Il rischio di cambio traslativo (impatti sul consolidato per effetto della conversione di attività e passività di imprese con moneta funzionale diversa dall'euro) è tendenzialmente considerato non rilevante sulle partecipazioni strategiche.

RISCHIO DI TASSO D'INTERESSE
Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. Eni utilizza contratti derivati su tassi di interesse, in particolare *Interest Rate Swap* e *Interest Cross Currency Swap*, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il *VaR* derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

RISCHIO *COMMODITY*
I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. Per la gestione del rischio *commodity*, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (in particolare *futures*, nonché opzioni) e strumenti derivati *Over The Counter* (in particolare *swap*, *forward* e *Contracts For Differences*) con sottostante greggio, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su *commodity*, essa viene calcolata basandosi su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*, oppure, laddove esse non siano disponibili, su stime ottenute dai *broker* e da appropriate tecniche di valutazione. Il *VaR* derivante da posizioni a rischio *commodity* viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% ed un *holding period* di un giorno.

RISCHIO CREDITO
Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte.
La gestione del credito commerciale è affidata alla responsabilità delle unità di *business* sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei *partner* commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e di eventuale contenzioso.

Il monitoraggio delle posizioni di rischio di credito commerciale connesso al normale svolgimento delle attività è assicurato centralmente da Eni che definisce regole di misurazione e metodologie comuni. È in particolare monitorata centralmente la posizione creditoria e la rischiosità dei clienti multidivisionali e di quelli rilevanti per il Gruppo attraverso l'uso di *score* rappresentativi dei livelli di rischio.
Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità e dalle posizioni in contratti derivati, l'identificazione delle controparti fa riferimento ad apposite Linee Guida, in base alle quali sono state definite le caratteristiche dei soggetti idonei ad essere controparte nelle transazioni finanziarie. La lista delle specifiche controparti autorizzate comprende istituzioni finanziarie contraddistinte da *rating* elevato e viene sistematicamente aggiornata.
L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti.
Al 31 dicembre 2005 e 2006 non vi sono concentrazioni significative di rischio di credito.

RISCHIO LIQUIDITÀ
Il rischio liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie possano non essere disponibili o essere disponibili solo a costo elevato.
All'indebitamento a lungo termine di Eni sono stati attribuiti rating AA e Aa2, rispettivamente da parte di Standard & Poor's e Moody's. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha accesso ad un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi, e coordina a livello accentrato i rapporti con le controparti bancarie. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie. L'obiettivo della gestione del rischio liquidità è comunque non solo quello di garantire risorse finanziarie disponibili che siano sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, ma anche di assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo di Eni. La gestione del rischio liquidità è attuata adottando strategie finalizzate al perseguimento di una struttura adeguata degli affidamenti (in particolare attraverso linee bancarie *committed*) e/o alla creazione di riserve di liquidità.

RISCHIO PAESE
Una parte notevole delle riserve di idrocarburi dell'impresa è localizzata in paesi al di fuori dell'area OCSE, alcuni dei quali possono essere meno stabili dal punto di vista politico ed economico.
Al 31 dicembre 2006 circa il 70% delle riserve certe di idrocarburi era localizzato in tali paesi. Inoltre, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas dell'impresa proviene da paesi al di fuori dell'area OCSE; nel 2006 circa il 60% delle forniture di gas naturale dell'impresa proveniva da questi paesi. Evoluzioni negative del quadro politico ed economico di questi paesi possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità dell'impresa di operare o di operare in condizioni economiche, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e di gas.
L'impresa monitora periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, con particolare riguardo alla valutazione degli investimenti dell'*upstream*. Il rischio paese è mitigato attraverso l'utilizzo di disposizioni di gestione del rischio definite nella procedura "*Project risk assessment and management*".

RISCHIO *OPERATION*
Le attività di Eni comportano per loro natura rischi con potenziale impatto su *asset*, persone e ambiente. Le Linee Guida *HSE* Eni, che mirano a garantire la sicurezza e la salute dei dipendenti, delle popolazioni, dei contrattisti e dei clienti nonché la salvaguardia dell'ambiente e la tutela dell'incolumità pubblica, impongono di operare nel pieno rispetto della normativa vigente e di adottare principi, *standard* e soluzioni che costituiscano le *best practice* industriali.
Il processo continuo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi è alla base della gestione *HSE* in tutte le fasi di attività di ciascuna unità di *business* e si attua attraverso l'adozione di procedure che tengono conto della specificità delle attività stesse e dei siti in cui si sviluppano.
L'approccio integrato alle problematiche di salute, sicurezza e ambiente è favorito dall'applicazione, a tutti i livelli delle Divisioni e Società Eni, di un Sistema di Gestione *HSE* che trova il suo riferimento metodologico nel Modello di Sistema di Gestione *HSE* Eni. Esso, basato su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi, è orientato alla prevenzione dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle *performance HSE*, in un ciclo di miglioramento continuo che prevede anche l'*audit* di tali processi da parte di personale interno ed esterno.
Le eventuali emergenze ambientali sono gestite dalle unità di *business* a livello di sito, con una propria organizzazione che dispone, per ciascun possibile scenario, del piano di risposta con le azioni che occorre attivare per limitare i danni, nonché le posizioni che devono assicurarle.

Eni è dotata di due sale emergenze (a Milano e a Roma) attrezzate con sistemi informatici avanzati che raccolgono, su cartografia georeferenziata, tutti i dati relativi ai siti e alla logistica Eni, carte nautiche, modelli matematici in grado di simulare la dimensione e lo sviluppo temporale degli eventi catastrofici per consentire una programmazione mirata degli interventi di mitigazione delle conseguenze.
Eni dispone di una propria capacità di risposta con attrezzature sia proprie sia di terzi e di una serie di collaborazioni internazionali con l'obiettivo di migliorare la capacità di intervento in tutte le aree ove opera in termini di uomini, attrezzature e mezzi.

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio consolidato.
Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi; salvo diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento a fronte dei contenziosi di seguito descritti perché Eni ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

1. Ambiente

1.1 Contenzioso penale

ENI SPA

(i) **Subsidenza.** In relazione a indagini giudiziarie della Procura della Repubblica di Rovigo sul fenomeno della subsidenza eventualmente imputabile alle attività minerarie, sono stati posti sotto sequestro preventivo, nel 2002, il giacimento Naomi-Pandora e, nel 2004, il giacimento Dosso degli Angeli. Eni ritiene di avere sempre agito nel rispetto delle leggi munita delle necessarie autorizzazioni.
Tenuto conto dei rilievi dei consulenti della Procura della Repubblica di Rovigo, da cui traggono origine le richieste di sequestro, Eni ha costituito una commissione scientifica, indipendente e interdisciplinare, composta dai maggiori esperti internazionali di subsidenza derivante dall'estrazione di idrocarburi, con il compito di verificare la misura, gli effetti e gli eventuali strumenti più opportuni per neutralizzare o ridurre quei fenomeni che fossero imputabili all'estrazione di idrocarburi da parte di Eni nel ravennate e nel Nord Adriatico sia a terra sia a mare. La Commissione ha prodotto uno studio dal quale risulta che non sono ipotizzabili pericoli per la pubblica incolumità o danni all'ambiente né constano a livello mondiale incidenti concernenti la pubblica incolumità originati dalla subsidenza indotta dalla produzione di idrocarburi. Lo studio inoltre evidenzia che Eni utilizza le più avanzate tecniche esistenti per la previsione, la misurazione e il controllo del suolo. Il procedimento giudiziario è in fase di dibattimento di primo grado. Sono costituite parte civile la Regione Veneto, l'Ente Parco delta del Po, la Provincia di Ferrara, di Venezia, il Comune di Venezia, il Comune di Comacchio, la Provincia di Rovigo, più due soggetti privati. A sua volta, Eni si è costituita per potersi difendere come preteso responsabile civile. Si attende la decisione della Corte di Cassazione sul conflitto negativo di competenza tra il Tribunale di Rovigo e il Tribunale di Adria.

(ii) **Presunto danneggiamento.** Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato una indagine penale per presunto danneggiamento derivante dalle emissioni degli impianti dello stabilimento di Gela di proprietà di Polimeri Europa SpA, Syndial SpA (già EniChem SpA) e Raffineria di Gela SpA.

(iii) **Incendio colposo nella Raffineria di Gela.** Nel giugno 2002, a seguito di un incendio verificatosi all'interno della Raffineria di Gela, è stato iscritto un procedimento penale per il delitto di incendio colposo e reati ambientali e concernenti le bellezze naturali.

(iv) **Verifica della qualità delle acque sotterranee nell'area della raffineria di Gela.** Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine penale concernente la Raffineria di Gela al fine di verificare la qualità delle acque sotterranee presenti nell'area della raffineria. Le contestazioni mosse riguardano la violazione di norme ambientali in tema di inquinamento delle acque e dei suoli nonché un'ipotesi di smaltimento non autorizzato di rifiuti.

(v) **Avvelenamento doloso (Priolo).** Nel marzo 2002 la Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato un'indagine concernente l'attività della raffineria di Priolo volta ad accertare se e in qual modo si siano verificate infiltrazioni di prodotti petroliferi provenienti dalla raffineria nella falda profonda, ivi compresa quella parte di essa che alimenta i pozzi di acqua utilizzati per il consumo umano nel territorio di Priolo. La Procura ha affidato a una società specializzata del settore il compito di verificare l'origine, le cause e l'estensione delle asserite infiltrazioni. A scopo meramente cautelativo, sono in avanzata fase di completamento gli interventi volti a: (i) mettere in sicurezza e a bonificare l'intera zona interessata dall'inquinamento; (ii) riallocare i pozzi eroganti acqua potabile in area ancora più distante e più a monte del sito industriale; (iii) installare un sistema di depurazione delle acque potabili.

(vi) **Incendio colposo (Priolo).** La Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato delle indagini nei confronti degli ex direttori della Raffineria di Priolo per il reato di incendio colposo in relazione all'incendio che si è sviluppato in data 30 aprile e 1-2 maggio 2006 nello stabilimento di Priolo della ERG Raffinerie Mediterranee SpA; tale impianto era stato ceduto dall'Eni Divisione Refining & Marketing alla ERG Raffinerie Mediterranee in data 31 luglio 2002. Le indagini preliminari sono in fase di chiusura.

ENIPOWER SPA

(i) **Gestione di rifiuti non autorizzata.** Nell'autunno 2004 la Procura della Repubblica di Rovigo ha aperto un'indagine per reati asseritamente consumati in Loreo relativi ad attività di gestione di rifiuti non autorizzata in riferimento a terreni di scavo per la nuova centrale di Mantova di EniPower. La Procura ha richiesto il rinvio a giudizio dell'Amministratore Delegato di EniPower e del Responsabile di Stabilimento EniPower dell'epoca.

(ii) **Emissioni in atmosfera.** La Procura della Repubblica di Mantova ha avviato delle indagini nei confronti di due dirigenti dell'Eni Power Mantova SpA in relazione alle emissioni in atmosfera provenienti dalla nuova Centrale di Mantova.

POLIMERI EUROPA SPA

Violazione della normativa ambientale sulla gestione di rifiuti. Avanti il Tribunale di Gela si è svolto un procedimento penale concernente la presunta violazione della normativa ambientale sulla gestione di rifiuti per quanto riguarda l'impianto ACN e l'utilizzo del FOK prodotto dall'impianto di *steam cracking* concluso con sentenza di condanna e riconoscimento in via equitativa di un danno di importo immateriale a un'associazione ambientalista costituitasi in giudizio e con rinvio al giudice civile per le determinazioni delle ulteriori richieste di danno. La sentenza è stata impugnata.

RAFFINERIA DI GELA SPA

Inquinamento suolo e acque reflue. Nel 1999 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine al fine di accertare l'eventuale inquinamento del suolo e delle acque reflue che sfociano nel mare antistante la Raffineria. Nel giudizio si sono costituite parti civili tre associazioni ambientaliste che hanno chiesto alla Raffineria di Gela SpA, costituita nel giudizio come successore di Eni, la somma complessiva di 551 milioni di euro a titolo di risarcimento danni. Con sentenza di proscioglimento di primo grado del 20 febbraio 2007, il Tribunale di Gela ha dichiarato che il fatto non sussiste.

SYNDIAL SPA (EX ENICHEM SPA)

Procedimento penale avviato dalla Procura della Repubblica di Brindisi. Nel 2000 la Procura della Repubblica di Brindisi ha avviato un procedimento penale nei confronti di 68 persone appartenenti alle società che fino dai primi anni '60 si sono avvicendate nella proprietà e gestione degli impianti di produzione di dicloroetano, cloruro di vinile monomero e di policloruro di vinile gestiti dall'EniChem SpA nel periodo dal 1983 al 1993. Le indagini preliminari si sono chiuse con la richiesta di archiviazione da parte della Procura nei confronti degli indagati di provenienza EniChem. Le parti civili hanno proposto una serie di opposizioni, a seguito delle quali si è aperto il giudizio di opposizione. Il Pubblico Ministero ha chiesto il rigetto dell'opposizione sostenendo la fondatezza della richiesta di archiviazione.

1.2 Contenzioso civile e amministrativo

(i) **Inquinamento provocato dall'attività dello stabilimento di Mantova.** Nel 1992 il Ministero dell'Ambiente ha convenuto in giudizio avanti al Tribunale di Brescia EniChem SpA e la Montecatini SpA chiedendo in via principale la loro condanna al ripristino dell'ambiente inquinato dalle attività dello stabilimento di Mantova nel periodo dal 1976 al 1990; in via subordinata, in caso di impossibilità di ripristino, al risarcimento del danno ambientale. EniChem aveva acquisito lo stabilimento di Mantova nel giugno 1989 nell'ambito dell'operazione Enimont, ottenendo la manleva di Edison SpA per gli oneri eventualmente connessi a danni causati a terzi dall'esercizio degli impianti e delle strutture industriali, prima dell'apporto da parte di Montedison, ancorchè manifestatisi successivamente. Con accordo transattivo, Edison ha definito il risarcimento del danno ambientale relativo

al periodo della sua gestione liberando, per lo stesso titolo, anche Syndial. È in corso di definizione transattiva, a chiusura del contenzioso, anche il presunto danno relativo al periodo 1989-1990 a carico di Syndial.

(ii) **Citazione in giudizio avanti al Tribunale di Venezia per danno alla laguna di Venezia causati dagli impianti di Porto Marghera.** Con atto di citazione notificato il 13 dicembre 2002 l'EniChem SpA è stata convenuta in giudizio avanti al Tribunale di Venezia, unitamente ad Ambiente SpA (incorporata nella Syndial) e a European Vinyls Corporation Italia SpA (EVC Italia), dalla provincia di Venezia la quale ha chiesto la condanna in solido delle società convenute al risarcimento del danno ambientale, non quantificato, che sarebbe stato arrecato alla laguna di Venezia dalle attività dei rispettivi impianti del petrolchimico di Porto Marghera che hanno costituito oggetto di due procedimenti penali a carico di dirigenti e dipendenti delle medesime società. EVC Italia, nel costituirsi, ha esercitato, in via subordinata all'accertamento dell'infondatezza della pretesa della Provincia, azione di regresso nei confronti di EniChem e di Ambiente. Si è costituita in giudizio anche Ineos Italia, riproponendo l'azione di regresso nei confronti di Syndial quale successore di Ambiente. Si attende la decisione sulle istanze istruttorie.

(iii) **Azione di risarcimento danni, provocati dall'attività industriale nel territorio del comune di Crotone, intentata dal Presidente della Giunta Regionale della Calabria.** Con atto di citazione notificato il 14 aprile 2003, il Presidente della Giunta Regionale della Calabria, nella sua qualità di Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nel territorio della Regione Calabria, ha intentato nei confronti di EniChem SpA un'azione di risarcimento per danni ambientali quantificati in circa 129 milioni di euro e danni patrimoniali e non patrimoniali stimati in 250 milioni di euro (oltre a interessi e rivalutazione) provocati dall'attività industriale svolta dalla Pertusola Sud SpA (incorporata nell'EniChem) nel territorio del Comune di Crotone e in quelli limitrofi. La Provincia di Crotone è intervenuta nella causa in adesione alle domande del Commissario proponendo domanda di danni quantificabili in 300 milioni di euro. Si attende la decisione del Giudice sulla questione pregiudiziale relativa alla rappresentanza tecnica del Commissario Delegato.

Con atto di citazione notificato il 21 ottobre 2004, la Regione Calabria ha convenuto Syndial avanti al Tribunale di Milano al fine di ottenerne la condanna al risarcimento del danno ambientale, in via condizionale "*per l'ipotesi che nelle more del giudizio intervenga la cessazione dell'Ufficio del Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nel territorio della Regione Calabria*". La Regione ha chiesto il riconoscimento e la liquidazione dell'intero ammontare del danno già chiesto dal Commissario Delegato nel giudizio instaurato nel 2003, indicato dalla Regione in oltre 800 milioni di euro. La causa è attualmente in fase istruttoria.

Con atto di citazione notificato il 28 febbraio 2006 la Presidenza del Consiglio dei Ministri, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, il Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nella Regione Calabria, hanno convenuto Syndial avanti al Tribunale di Milano al fine di ottenere l'accertamento, la quantificazione e il risarcimento del danno ambientale provocato dall'attività industriale svolta dalla Pertusola Sud SpA nel territorio del Comune di Crotone e in quelli limitrofi. Inoltre, le Amministrazioni citate richiedono che si provveda all'accertamento della responsabilità di Syndial in relazione agli oneri, sostenuti e da sostenere, per la bonifica e il ripristino delle aree, oneri quantificati a oggi in circa 129 milioni di euro. Il procedimento è collegato quanto a *petitum* e *causa petendi* alle cause intentate avanti al medesimo Tribunale dal Commissario Straordinario e dalla Regione Calabria.

(iv) **Atto di citazione per l'accertamento della responsabilità nell'inquinamento dei terreni di Paderno Dugnano.** Con atto di citazione notificato nel marzo 2004, la Sitindustrie SpA, che nel 1996 ha acquistato dall'EniRisorse (ora incorporata in Syndial SpA) lo stabilimento di Paderno Dugnano, ha convenuto in giudizio avanti al Tribunale di Milano la Syndial SpA chiedendo di accertare la responsabilità di quest'ultima nell'inquinamento dei terreni e la condanna della convenuta al risarcimento dei danni nella misura minima necessaria alla bonifica. Con sentenza n. 8404/06 pronunciata il 10 giugno 2006, il Tribunale di Milano ha rigettato integralmente le domande della Sitindustrie. Il termine per l'impugnazione della sentenza del Tribunale di Milano scade il 1° novembre 2007.

(v) **Atto di citazione per l'accertamento della responsabilità nell'inquinamento dei terreni di Pieve Vergonte.** Con atto di citazione notificato nell'ottobre 2004, la Sitindustrie ha instaurato un giudizio analogo al precedente, con le medesime domande nei confronti della Syndial, relativamente al ramo d'azienda per la produzione di prodotti e semilavorati in rame e leghe, sito in Pieve Vergonte.

(vi) **Atto di citazione per risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore.** E' pendente innanzi al Tribunale di Torino un procedimento nel quale il Ministro dell'Ambiente ha convenuto in giudizio Syndial SpA chiedendo il risarcimento del danno ambientale quantificato in 2.396 milioni di euro in relazione all'inquinamento da DDT del Lago Maggiore asseritamente provocato dallo stabilimento di Pieve Vergonte. Il 1° marzo 2006 l'Avvocatura dello Stato in sede di tentativo di conciliazione espletato dal Giudice ha formulato una proposta transattiva che prevede il pagamento da parte di Syndial del 10% della richiesta di risarcimento danni pari a 239 milioni di euro; nel settembre 2006 il giudice ha preso atto dell'impraticabilità dell'ipotesi transattiva.

Il Ministero dell'Ambiente ha emesso un decreto ministeriale con il quale ha disposto: (i) il potenziamento della barriera idraulica posta a protezione del sito; (ii) la presentazione di un progetto di bonifica del Lago Maggiore.

La società ha impugnato il decreto innanzi al TAR Piemonte.

(vii) **Causa promossa dal Comune di Carrara per il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza e il risarcimento danni.** Il Comune di Carrara ha promosso avanti al Tribunale di Genova una causa con la quale ha chiesto alla Syndial SpA il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza e il risarcimento dei danni ambientali non eliminabili e dei danni morali, esistenziali e all'immagine. La richiesta è riferita a un incidente verificatosi nel 1984, a seguito del quale l'EniChem Agricoltura SpA (successivamente incorporata in Syndial SpA), allora proprietaria del sito, aveva posto in opera interventi di messa in sicurezza e di bonifica. Nella causa è intervenuto il Ministero dell'Ambiente che ha chiesto il risarcimento del danno ambientale, quantificato complessivamente tra un minimo di 53,5 milioni di euro e un massimo di 93,3 milioni di euro, da ripartire tra le diverse società che hanno gestito lo stabilimento. Nel giudizio infatti Syndial ha convenuto, al fine di esserne garantita, la Rumianca SpA, la Sir Finanziaria SpA e la Sogemo SpA, che in precedenza erano state proprietarie del sito. È stata disposta la CTU che si è conclusa con il deposito della relazione finale le cui risultanze quantificano il danno ambientale in circa 15 milioni di euro. Il procedimento è in fase di decisione.

(viii) **Ministero dell'Ambiente – Rada di Augusta.** Con Conferenza dei Servizi del 18 luglio 2005, 14 settembre 2005 e 16 dicembre 2005, il Ministero dell'Ambiente ha impartito disposizioni alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Syndial e Polimeri Europa, di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, e che viene genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate sul polo petrolchimico. Polimeri Europa ha impugnato a vario titolo gli atti del Ministero dell'Ambiente, eccependo in particolare le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della rada.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrali

SYNDIAL SPA (EX ENICHEM SPA)

(i) **Serfactoring SpA: cessione crediti.** Nel 1991 Agrifactoring SpA ha avviato un'azione giudiziaria avanti al Tribunale di Roma contro Serfactoring SpA (società partecipata al 49% dalla Sofid SpA, a sua volta controllata da Eni SpA). La pretesa ha per oggetto crediti per 182 milioni di euro (oltre interessi e rivalutazione) relativi a forniture di fertilizzanti che originariamente erano vantati da EniChem Agricoltura SpA (successivamente Agricoltura SpA in liquidazione, incorporata in EniChem SpA, oggi Syndial SpA) e Terni Industrie Chimiche SpA (incorporata da Agricoltura SpA, in liquidazione) nei confronti di Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche cedevano questi crediti a Serfactoring, che poi conferiva ad Agrifactoring mandato per il loro incasso. Agrifactoring garantiva di pagare l'ammontare di tali crediti a Serfactoring a prescindere dall'effettivo incasso. Successivamente alla messa in liquidazione dell'Agrifactoring, il liquidatore ha avviato il suddetto procedimento affermando che si era verificata la decadenza della garanzia di pagamento a suo tempo pattuita in conseguenza dell'intervenuta messa in liquidazione del debitore Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche nonché Serfactoring in via riconvenzionale hanno agito a loro volta contro Agrifactoring in liquidazione chiedendo la somma complessiva di 97 milioni di euro circa a titolo di risarcimento dei danni, importo corrispondente all'ammontare complessivo delle fatture emesse nei confronti di Federconsorzi rimaste insolute. Questo ammontare è stato successivamente ridotto a 46 milioni di euro circa a seguito del pagamento parziale dei crediti originari da parte del liquidatore della Federconsorzi e di altre compensazioni. Le cause riunite sono state decise dal Tribunale con sentenza parziale depositata il 24 febbraio 2004: la domanda di Agrifactoring è stata rigettata e quest'ultima è stata condannata al risarcimento del danno in favore di Serfactoring e Agricoltura, da determinare nel proseguimento del giudizio. Agrifactoring ha appellato la predetta sentenza parziale avanti la Corte d'Appello di Roma chiedendo l'annullamento della sentenza impugnata e l'accoglimento di tutte le domande formulate in primo grado. Agrifactoring ha chiesto la condanna di Serfactoring al pagamento della somma di circa 180 milioni di euro e il rigetto di tutte le domande di parte avversa, con condanna alle spese del doppio grado di giudizio. La causa pendente in grado di appello è stata spedita a sentenza. Il Tribunale di Roma, presso cui è pendente il giudizio di primo grado per la sola determinazione dell'ammontare del risarcimento dei danni in favore di Serfactoring e Agricoltura, con ordinanza depositata il 18 maggio 2005, ha disposto la sospensione del giudizio sino alla pubblicazione della sentenza della Corte d'Appello di Roma. Serfactoring, congiuntamente con Syndial, ha proposto il 23 giugno 2005 regolamento di competenza innanzi alla Corte di Cassazione, chiedendo l'annullamento del provvedimento e la rimessione della causa innanzi al Giudice che lo ha emesso.

(ii) **Presunto inadempimento di un contratto preliminare di compravendita di un'area industriale di Ravenna.** Nel corso del 2002 EniChem SpA è stata convenuta avanti al Tribunale di Milano, da ICR Intermedi Chimici di Ravenna Srl, con atto di citazione che, in relazione a un presunto inadempimento di un contratto preliminare di compravendita di un'area industriale

in Ravenna, chiede a EniChem un risarcimento danni di circa 46 milioni di euro, di cui circa 3 per danni emergenti e circa 43 per lucro cessante. Con sentenza dell'11 ottobre 2005, il Tribunale di Milano ha rigettato tutte le domande di ICR condannandola a rifondere alla Syndial le spese di lite. ICR, con atto di citazione notificato il 30 dicembre 2005, ha proposto appello contro tale decisione riducendo le proprie pretese a 8 milioni di euro. La causa è in attesa della precisazione delle conclusioni.

3. Interventi della Commissione Europea, dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e di altre Autorità regolamentari

3.1 *Antitrust*

ENI SPA

(i) **Abuso di posizione dominante di Snam riscontrato dall'AGCM.** Nel marzo 1999 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, a conclusione dell'istruttoria avviata nel 1997, ha: (i) riscontrato da parte della Snam SpA (incorporata in Eni SpA nel 2002) l'abuso di posizione dominante nel mercato del trasporto e distribuzione primaria del gas naturale in relazione alle tariffe di vettoriamento applicate e all'ammissibilità dei produttori al vettoriamento; (ii) irrogato la sanzione pecuniaria di 2 milioni di euro; (iii) chiesto l'eliminazione delle infrazioni accertate. La Snam, nella convinzione di aver operato nel pieno rispetto delle disposizioni di legge, ha impugnato il provvedimento in questione avanti al Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio, chiedendone incidentalmente la sospensione degli effetti. Con ordinanza del 26 maggio 1999, il Tribunale Amministrativo Regionale, rilevando tra l'altro come le prescrizioni imposte alla ricorrente sembrino essere in contrasto con il quadro di riferimento delineato dalla legge n. 9/1991 e con le linee ispiratrici della direttiva 98/30/CE, ha accolto la richiesta di sospensiva. L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato non ha impugnato la decisione sospensiva del Tribunale Amministrativo Regionale. È pendente avanti al Tribunale Amministrativo Regionale il giudizio di merito sulla questione.

(ii) **Istruttoria AGCM sul *jet fuel*.** Con provvedimento del 9 dicembre 2004, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha avviato un'istruttoria avente a oggetto i rifornimenti di carburante per aviazione (*jet fuel*). Il procedimento è stato aperto nei confronti di sei società petrolifere nazionali, tra cui Eni, e di alcune società, controllate congiuntamente dalle società petrolifere, che svolgono attività di stoccaggio e messa a bordo dei carburanti negli aeroporti di Roma Fiumicino, Milano Linate e Milano Malpensa. L'istruttoria è volta ad accertare la sussistenza di una presunta infrazione del divieto di intese restrittive della libertà di concorrenza, che consisterebbe nella ripartizione tra le società petrolifere delle quote relative alle forniture di prodotto alle compagnie aeree. Il 22 dicembre 2005 l'Autorità ha trasmesso le risultanze preliminari dell'istruttoria riguardanti: (i) la presenza di un flusso di informazioni a favore delle società petrolifere, legato al funzionamento delle società comuni di stoccaggio e messa a bordo; (ii) la barriera all'ingresso di nuovi operatori nelle società comuni; (iii) il prezzo del *jet fuel* che si colloca su livelli più alti rispetto a quelli dei mercati esteri.
In data 20 giugno 2006, è stato notificato il provvedimento di chiusura del procedimento che tra l'altro infligge una sanzione alle compagnie petrolifere interessate per complessivi 315 milioni di euro, 117 dei quali a carico di Eni. Eni ha depositato il ricorso avverso il provvedimento avanti il TAR per il Lazio e, nel frattempo, il pagamento della sanzione è stato volontariamente sospeso da Eni. In data 29 gennaio 2007, è stato reso noto il dispositivo della sentenza del TAR per il Lazio, dal quale risulta l'accoglimento del ricorso di Eni per la sola parte relativa all'annullamento della misura strutturale relativa all'imposizione delle iniziative – da perfezionare entro il 30 giugno 2008 – atte ad eliminare la compresenza di più società petrolifere nel capitale delle società imprese comuni (in cui è presente Eni) HUB, PAR, Disma e Seram. A fronte di questo contenzioso Eni ha effettuato un accantonamento al fondo rischi.

(iii) **Accertamento disposto dalla Commissione delle Comunità Europee per verificare l'eventuale partecipazione a intese o pratiche concordate, restrittive della concorrenza, nel settore delle paraffine.** Il 28 aprile 2005 si è svolto un accertamento, disposto dalla Commissione delle Comunità Europee, per verificare l'eventuale partecipazione di Eni SpA e delle sue controllate a intese o pratiche concordate, restrittive della concorrenza, nel settore delle paraffine. L'asserito comportamento anticoncorrenziale consisterebbe: (i) nella fissazione e nell'aumento dei prezzi; (ii) nella ripartizione di consumatori; (iii) nello scambio di segreti commerciali, quali le capacità di produzione e i volumi delle vendite. Successivamente, la Commissione ha chiesto informazioni in merito all'attività del Gruppo Eni nel settore delle paraffine e ad alcuni documenti acquisiti nel corso dell'ispezione. Eni ha fornito gli elementi informativi.

(iv) **Notifica a Eni Petroleum Co Inc di una *"subpoena"* del *US Department of Justice - Antitrust Division*, con la richiesta di documenti e informazioni sull'attività delle cere e una prova testimoniale.** Lo *US Department of Justice - Antitrust Division*, il 28 aprile 2005 ha notificato a Eni Petroleum Co Inc, nella sede di Houston (USA), una *"subpoena"* con la richiesta di fornire documenti e informazioni sull'attività relativa alle cere e una prova testimoniale per il 20 giugno 2005. La società ha formalmente risposto che non commercializza nè importa cere nel territorio degli Stati Uniti.

(v) **Istruttoria dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato in relazione all'utilizzo della capacità continua di rigassificazione di GNL.** Il 18 novembre 2005 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha notificato a Eni SpA e a GNL Italia SpA (interamente controllata da Snam Rete Gas SpA) l'avvio di un procedimento istruttorio, ai sensi dell'articolo 14 della legge 287/1990, per accertare l'eventuale sussistenza di un abuso di posizione dominante. I fatti che hanno portato all'avvio dell'istruttoria sono relativi all'assegnazione e all'utilizzo dell'intera capacità continua di rigassificazione presso il terminale di Panigaglia (di GNL Italia), in relazione agli anni termici 2002-2003 e 2003-2004, già oggetto di un'istruttoria avviata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas conclusasi con una segnalazione all'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato. Con successivo provvedimento notificato in data 10 maggio 2006, l'oggetto dell'indagine è stato ampliato anche all'anno termico 2004-2005, estendendo contestualmente l'istruttoria anche a Snam Rete Gas.
In data 25 settembre 2006 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha inviato ad Eni la Comunicazione delle Risultanze Istruttorie. Successivamente Eni ha presentato impegni ai sensi dell'art. 14-ter della legge 287/90. Con decisione del 23 novembre 2006, l'Autorità ha disposto la pubblicazione degli impegni dal 24 novembre 2006. Il 6 marzo 2007 (con atto notificato il 9 marzo 2007) l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha deliberato di accogliere gli impegni presentati da Eni e conseguentemente chiudere l'istruttoria senza accertamento di alcun illecito e applicazione di sanzioni. Eni dovrà cedere ai concorrenti 4 miliardi di metri cubi di gas in due anni a partire dal 1° ottobre 2007.

(vi) **Accertamenti della Commissione Europea sugli operatori nel settore del gas naturale.** Nell'ambito delle iniziative avviate dalla Commissione Europea volte a verificare il grado di concorrenza nel settore del gas naturale all'interno dell'Unione Europea, in data 16 maggio 2005 è stata notificata a Eni la decisione della Commissione che ingiunge a Eni e a tutte le società da essa esclusivamente o congiuntamente controllate, di sottoporsi ad un accertamento ai sensi dell'art. 20, par. 4, del regolamento n. 1/2003 del Consiglio, al fine di verificare l'eventuale presenza di comportamenti o pratiche commerciali in violazione delle norme comunitarie in materia di concorrenza, volti ad ostacolare l'accesso al mercato italiano della fornitura del gas all'ingrosso o a ripartire il mercato con altre imprese coinvolte in attività di fornitura e/o trasporto del gas naturale. Nell'ambito dell'accertamento disposto dalla decisione citata, funzionari della Commissione Europea hanno proceduto ad ispezioni e all'acquisizione di documenti presso le sedi di Eni Divisione G&P e di altre società del Gruppo. Analoghe iniziative sono state contestualmente assunte dalla Commissione nei confronti dei principali operatori europei del mercato del gas in Germania, Francia, Austria e Belgio.

(vii) **TTPC.** Nell'aprile 2006 Eni ha presentato ricorso avanti il Tribunale Amministrativo per il Lazio avverso il provvedimento del 15 febbraio 2006 con il quale l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato aveva deliberato che la condotta posta in essere da Eni nel 2003 con riguardo all'esecuzione del piano di potenziamento del gasdotto TTPC di importazione del gas naturale dall'Algeria costituiva abuso di posizione dominante ai sensi dell'articolo 82 del Trattato UE. In quella sede l'Autorità inflisse a Eni una sanzione amministrativa di 390 milioni di euro ridotti a 290 milioni in considerazione dell'impegno di Eni di attuare misure proconcorrenziali, tra le quali in particolare il potenziamento del gasdotto in questione. A fronte di questo contenzioso Eni ha effettuato un accantonamento al fondo rischi.
Con dispositivo depositato in data 29 novembre 2006 il TAR del Lazio ha in parte accolto il ricorso proposto da Eni, annullando il punto della delibera impugnata relativo alla quantificazione della sanzione *"nei limiti e nei sensi di cui alla motivazione"* della decisione. Si è in attesa del deposito delle motivazioni della decisione per conoscere l'effettiva portata della stessa. Il pagamento della sanzione è stata volontariamente sospeso dalla società nell'attesa dell'esito della predetta udienza.

(viii) **Istruttoria dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato in relazione alla determinazione del prezzo consigliato dei carburanti in rete.** Con delibera del 18 gennaio 2007, l'AGCM ha avviato un'istruttoria per possibile intesa restrittiva della concorrenza ex art. 81 Trattato CE nei confronti di Eni e di altre otto compagnie petrolifere. Secondo l'AGCM, le compagnie, quantomeno a partire dal 2004, avrebbero posto in essere meccanismi collusivi nella determinazione del prezzo consigliato dei carburanti in rete, attraverso continui scambi di informazioni.

POLIMERI EUROPA SPA E SYNDIAL SPA

Indagini per possibili violazioni della normativa *antitrust* connesse al settore degli elastomeri. Nel dicembre del 2002 sono state avviate indagini concernenti possibili violazioni della normativa *antitrust* commesse nel settore degli elastomeri. Tali indagini sono state avviate contestualmente dalle autorità statunitensi e da quelle europee. Il primo prodotto oggetto d'indagine è stato l'EP(D)M: la Commissione Europea, a completamento delle indagini, ha deciso di aprire la procedura per l'accertamento della presunta infrazione e l'8 marzo 2005 ha notificato a Eni, Polimeri Europa e a Syndial la comunicazione degli addebiti, atto introduttivo di tale procedura. All'udienza del 27 luglio 2005, le società hanno depositato una propria memoria e sostenuto le proprie tesi difensive. Si attende la decisione della Commissione.

Negli Stati Uniti l'autorità procedente in sede penale è il *Department of Justice* (*DoJ*) di San Francisco che ha richiesto informazioni e documentazione alla Polimeri Europa Americas Inc, controllata statunitense della Polimeri Europa, e al vicepresidente e responsabile commerciale della società. Sono state avviate azioni collettive (*class action*) in sede civile per il risarcimento del danno derivante dalla presunta infrazione. Nel luglio 2005 è stato sottoscritto da Syndial il *Settlement Agreement* della *class action* civile che prevede il pagamento di circa 3,2 milioni di dollari, accordo poi approvato dal Giudice federale. Le indagini sono state successivamente estese ad altri prodotti: NBR, CR, BR, SSBR ed ESBR. I prodotti BR, ESBR e SSBR sono stati oggetto d'indagine solo in sede comunitaria. Relativamente all'SSBR, il 26 gennaio 2005 la Commissione ha comunicato l'archiviazione. Le indagini relative all'EP(D)M e al BR-ESBR hanno dato luogo ad una comunicazione degli addebiti a cui ha fatto seguito l'audizione presso la Commissione. Con comunicazione del 26 luglio, la Commissione ha informato la società di aver proceduto all'archiviazione del caso EP(D)M. Per quanto riguarda BR-ESBR la Commissione, con decisione adottata il 29 novembre 2006, ha inflitto una multa complessiva di 519 milioni di euro ad un gruppo di operatori tra cui Eni, con l'accusa di aver dato luogo a un cartello nel settore della produzione della gomma sintetica. A Eni e Polimeri Europa, in solido, è stata comminata una ammenda di 272,25 milioni di euro. Le società stanno predisponendo i ricorsi avverso tale decisione volti a contestare in primo luogo l'esistenza stessa di un'infrazione al diritto della concorrenza e in secondo luogo l'entità della sanzione e, comunque, l'imputabilità ad Eni dei comportamenti delle controllate Syndial e Polimeri.

Relativamente all'NBR, è in corso un'indagine in sede comunitaria e negli Stati Uniti, dove sono state instaurate *class action* in sede civile. La *class action* avviata in sede federale è stata abbandonata dagli attori; l'abbandono dovrà essere formalmente approvato dal Giudice federale. Relativamente al CR, nell'indagine aperta negli Stati Uniti, Syndial ha raggiunto con il *DoJ* un accordo che prevede il pagamento della somma di 9 milioni di dollari e la rinuncia da parte del *DoJ* a proseguire l'azione penale contro la Syndial e le sue consociate. Il 27 giugno 2005 l'accordo è stato approvato dal Giudice federale. Sempre relativamente al prodotto CR si è conclusa una transazione per la *class action* in sede civile con il pagamento di 5 milioni di dollari, approvata dal Giudice federale l'8 luglio 2005. A fronte di questi contenziosi Eni ha effettuato un accantonamento al fondo rischi.

3.2 Regolamentazione

Istruttoria dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in relazione all'utilizzo delle capacità di stoccaggio conferite per gli anni di stoccaggio 2004-2005 e 2005-2006. Con delibera 23 febbraio 2006, n. 37/06 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avviato nei confronti di alcuni esercenti l'attività di vendita del gas, tra cui Eni SpA, un'istruttoria per l'eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie in relazione all'utilizzo delle capacità di stoccaggio conferite negli anni termici 2004-2005 e 2005-2006.

Per l'anno termico di stoccaggio 2004-2005 e per il periodo 1° ottobre 2005-31 dicembre 2005 dell'anno termico 2005-2006 l'Autorità ipotizza, in particolare, un utilizzo del servizio di stoccaggio di modulazione caratterizzato da un prelievo superiore ai quantitativi che, in ragione dell'effettivo andamento climatico, sarebbero stati necessari per soddisfare le esigenze per le quali l'impresa di stoccaggio ha riconosciuto priorità nel conferimento della capacità di stoccaggio, in contrasto con l'assetto regolamentare definito con delibera 26/06.

Eni ha presentato ampie e documentate memorie a confutazione delle tesi dell'Autorità circa l'asserita antigiuridicità dei comportamenti contestati, tenuto conto delle circostanze che avevano comportato gli eccessi di prelievo segnalati e dell'intervenuta autorizzazione all'utilizzo dello stoccaggio strategico da parte del Ministero dello Sviluppo Economico per l'anno termico 2004-2005.

A chiusura dell'istruttoria avviata con delibera 37/06, l'AEEG, con la delibera n. 281/2006 del 6 dicembre 2006 ha stabilito "*di irrogare ad Eni una sanzione amministrativa pecuniaria ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera c), della legge 481895, nella misura di 90 milioni di euro, di cui : a) 45 milioni per aver violato il comma 10.7 della deliberazione n. 26/02 nell'anno termico di stoccaggio 2004-2005; b) 45 milioni per aver violato la predetta disposizione nell'anno termico di stoccaggio 2005-2006*".

Eni provvederà al pagamento in forma ridotta (oblazione) ai sensi dell'art. 16, comma 1, della legge 24 novembre 1981, n. 689, relativamente alle violazioni contestate in relazione all'anno termico 2004-2005 e proporrà ricorso al TAR Lombardia avverso la delibera 281/06 chiedendo: (a) per il primo anno termico, l'accertamento della legittimità del pagamento della sanzione in misura ridotta e, in caso, di reiezione di tale domanda, l'annullamento della sanzione; (b) per il secondo anno termico, l'annullamento della sanzione. A fronte di questo contenzioso Eni ha effettuato un accantonamento al fondo rischi.

STOCCAGGI GAS ITALIA SPA

Tariffe. Con delibera del 27 febbraio 2002, n. 26 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha fissato i criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio di modulazione, minerario e strategico relative al primo periodo di regolazione (dal 1° aprile 2002 al 31 marzo 2006) e con effetto retroattivo dal 21 giugno 2000. Il 18 marzo 2002 la Stoccaggi Gas Italia (Stogit) ha presentato le proprie proposte tariffarie per il primo periodo di regolazione sulla base dei criteri fissati dall'Autorità. Le proposte di Stogit sono state rigettate dall'Autorità che con la delibera del 26 marzo 2002, n. 49 ha stabilito le tariffe per il primo periodo di regolazione. La Stogit ha applicato le tariffe stabilite dalle delibere n. 26/2002 e n. 49/2002, ma ha impugnato tali delibere per ottenerne l'annullamento avanti al Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia che, con sentenza del 29 settembre 2003, ha respinto il ricorso presentato dalla Stogit. Contro tale sentenza la Stogit ha presentato appello al Consiglio di Stato che, con sentenza depositata il 26 gennaio 2006, ha respinto il ricorso.

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA SA

Procedimento di infrazione avviato dall'ente nazionale di regolamentazione del settore del gas in Argentina. L'Ente nazionale di regolamentazione del settore gas in Argentina ("Enargas") ha avviato un procedimento di infrazione nei confronti di alcuni operatori del settore tra cui la Distribuidora de Gas Cuyana SA, società controllata di Eni. L'Enargas contesta alla società di non aver correttamente calcolato i fattori di conversione dei volumi per ricondurli a condizioni *standard* ai fini della fatturazione ai clienti e intima alla società di correggere, a partire dalla data della notifica (31 marzo 2004), i fattori di conversione nei termini della regolamentazione in vigore, senza pregiudizio dei risarcimenti e sanzioni che possano emergere dall'istruttoria in corso. La società impregiudicato ogni diritto di impugnativa del provvedimento, il 27 aprile 2004 ha presentato all'Enargas una memoria difensiva. In data 28 aprile 2006 la società ha presentato formalmente istanza di acquisizione documentale nei confronti di Enargas al fine di prendere conoscenza dei documenti sulla cui base viene contestata la presunta infrazione.

4. Contenziosi fiscali

ENI SPA

Con decreto dirigenziale del 6 dicembre 2000 la Regione Lombardia ha affermato l'imponibilità del metano impiegato per la produzione di energia elettrica ai fini dell'addizionale regionale dell'imposta erariale di consumo, relativamente alla quale la Snam (incorporata in Eni SpA nel 2002) agisce quale sostituto d'imposta nei confronti dei propri clienti. In considerazione delle perduranti incertezze interpretative, lo stesso decreto prevedeva i termini entro i quali le aziende erogatrici potevano corrispondere il tributo senza oneri sanzionatori. La Snam e le altre aziende erogatrici di Eni non hanno inteso avvalersi di tale possibilità perché ritengono il gas impiegato per la produzione di energia elettrica al di fuori del campo di applicazione dell'addizionale. Al riguardo è stata chiesta un'interpretazione ufficiale al Ministero dell'Economia e delle Finanze. Il Ministero con risoluzione del 29 maggio 2001 ha confermato l'inapplicabilità dell'imposta. La Snam, considerata l'indisponibilità della Regione a recepire la risoluzione ministeriale e a revocare il decreto dirigenziale, ha presentato ricorso al Consiglio di Stato che con sentenza notificata il 18 marzo 2002 ha dichiarato la materia non di competenza del giudice amministrativo. In relazione a ciò, se la Regione dovesse notificare gli atti impositivi per chiedere l'addizionale, Eni impugnerà gli stessi avanti il giudice competente. In precedenza la Regione Lombardia aveva stabilito con L.R. n. 27/2001 che dal 1° gennaio 2002 non è più dovuta l'addizionale oggetto del giudizio, ma ha dichiarato comunque dovuti i relativi tributi sorti anteriormente a tale data. Il termine ordinario di prescrizione dell'azione di accertamento dei tributi in oggetto è quinquennale. Pertanto, tenuto conto della sospensione dal 18 aprile al 31 ottobre 2002 dei termini tributari disposta dalla legge n. 131/2002, il suo esercizio non sarà possibile oltre il 16 luglio 2007.

Con avviso di accertamento dell'imposta comunale sugli immobili (ICI) emesso dal Comune di Pineto (TE) e notificato a Eni SpA, in qualità di incorporante dell'Agip SpA, il 29 dicembre 1999, è stata contestata l'omessa presentazione della dichiarazione, nonché l'omesso versamento ICI per gli anni dal 1993 al 1998 relativamente a quattro piattaforme petrolifere per l'estrazione di idrocarburi installate nelle acque territoriali del Mare Adriatico prospiciente la Regione Abruzzo. Conseguentemente è stato chiesto il pagamento di una somma complessiva di circa 17 milioni di euro a titolo di imposta, sanzioni per omesso versamento e omessa dichiarazione e interessi. Avverso tale avviso di accertamento è stato proposto ricorso con il quale è stato eccepito in via preliminare la carenza del potere impositivo del Comune in quanto il mare territoriale nel quale sono installate le piattaforme non rientra nel territorio comunale e, nel merito, la mancanza degli altri presupposti oggettivi previsti per l'applicazione dell'ICI. Il ricorso è stato accolto nei primi due gradi di giudizio; in particolare con la sentenza della Commissione Tributaria Provinciale di Teramo del 15 gennaio 2001, depositata il 28 maggio 2001 e con la sentenza della Commissione Tributaria Regionale de L'Aquila del 20 gennaio 2003, depositata il 10 marzo 2003. La Corte Suprema di Cassazione con la sentenza del 21 febbraio 2005,

depositata il 27 giugno 2005, ha invece riconosciuto il potere impositivo del Comune anche sulle acque territoriali e ha conseguentemente cassato la sentenza impugnata rinviando per la decisione di tutti gli altri motivi ad altra sezione della Commissione Tributaria Regionale dell'Abruzzo. Il 28 dicembre 2005, per le medesime piattaforme petrolifere, il Comune di Pineto ha notificato a Eni SpA analogo avviso di accertamento dell'imposta comunale sugli immobili, per gli anni dal 1999 al 2004, con il quale è stato chiesto il pagamento di una somma complessiva di circa 24 milioni di euro a titolo di imposta, sanzioni per omesso versamento e omessa dichiarazione e interessi, avverso il quale è stato proposto ricorso.

SNAM RETE GAS

Tributo della Regione Sicilia sulla proprietà dei gasdotti

La Regione Sicilia, con legge regionale del 26 marzo 2002 n. 2, ha istituito un tributo ambientale sulla proprietà di condotte di prima specie, con pressione massima di esercizio superiore a 24 bar, ricadenti nel proprio territorio. Il tributo è entrato in vigore a decorrere dall'aprile 2002. Snam Rete Gas ha promosso le iniziative necessarie per salvaguardarsi dagli effetti del provvedimento, notificando ricorso alla Commissione Tributaria Provinciale di Palermo e presentando denuncia alla Commissione Europea in vista dell'apertura di una procedura d'infrazione nei confronti dello Stato italiano.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, pur riconoscendo l'onere relativo al tributo come costo operativo della attività di trasporto, ha subordinato l'inserimento in tariffa alla dichiarazione definitiva di legittimità del tributo da parte delle autorità competenti. In relazione a ciò, l'Autorità ha pubblicato per gli anni termici 2002-2003 (Delibera n. 146/02) e 2003-2004 (Delibera n. 71/03) due "*set*" di tariffe: uno che non tiene conto del tributo e l'altro che lo include e che sarà applicato automaticamente e con effetto retroattivo nel caso venga riconosciuta la sua legittimità. Il 10 settembre 2002, Snam Rete Gas ha presentato ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale (TAR) per la Lombardia al fine di ottenere l'immediata applicazione delle tariffe di trasporto comprensive del tributo. Con sentenza del 20 dicembre 2002 il TAR ha ritenuto la norma siciliana istitutiva del tributo in contrasto con l'ordinamento comunitario e pertanto non ha accolto il ricorso. Sulla base della sentenza, dal dicembre 2002 Snam Rete Gas ha sospeso i pagamenti. L'onere complessivo sostenuto è stato di 86,1 milioni di euro.

La Regione Sicilia nel gennaio 2003 ha presentato ricorso al Consiglio di Stato contro la sentenza del TAR della Lombardia nella parte in cui dichiara, in via incidentale, il contrasto del tributo regionale con l'ordinamento comunitario.

La Commissione Europea, in data 16 dicembre 2003, ha ritenuto che la Repubblica Italiana, per effetto dell'istituzione del tributo ambientale siciliano, sia venuta meno agli obblighi comunitari nonché all'accordo di cooperazione tra la Comunità Economica Europea e la Repubblica Democratica e Popolare di Algeria; il tributo "ambientale", secondo la Commissione, viola la Tariffa Doganale Comune nella misura in cui altera la parificazione degli oneri doganali gravanti sulle merci importate da paesi terzi, rischia di creare sviamenti di traffico nei rapporti con questi paesi e distorsioni nella libera circolazione o nelle condizioni di concorrenza tra gli Stati membri. La Commissione ha inizialmente invitato il Governo italiano a trasmettere le proprie osservazioni in merito e successivamente, con proprio parere motivato del 7 luglio 2004, ha formalmente richiesto all'Italia di abrogare il tributo. Lo Stato italiano non ha provveduto, entro il termine di due mesi dal ricevimento del parere, all'abrogazione del tributo, pertanto la Commissione Europea, in data 20 dicembre 2004, ha trasmesso gli atti alla Corte di Giustizia Europea perché si pronunci con sentenza. Al riguardo si evidenzia che in data 6 ottobre 2006 sono state presentate le Conclusioni dell'Avvocato Generale, in cui si invitano i giudici della Corte ad accogliere il ricorso presentato dalla Commissione, evidenziando il contrasto della norma istitutiva del tributo in esame con l'accordo di cooperazione tra la Comunità Economica Europea e la Repubblica Democratica e Popolare di Algeria.

Relativamente agli aspetti tributari, con sentenza depositata il 5 gennaio 2004, la Commissione Tributaria Provinciale di Palermo ha dichiarato illegittimo il tributo ambientale della Regione Sicilia perché in contrasto con la normativa comunitaria e ha accolto il ricorso presentato da Snam Rete Gas per il rimborso della prima rata versata nel mese di aprile 2002 di 10,8 milioni di euro, disponendo la restituzione di tale somma da parte della Regione Sicilia. La Regione Sicilia il 4 maggio 2004 ha dato esecuzione alla sentenza contro la quale il 2 aprile 2004 aveva presentato ricorso davanti alla Commissione Tributaria Regionale di Palermo. La Commissione Tributaria Regionale di Palermo si è riunita l'11 novembre 2004 e, con sentenza depositata il 4 marzo 2005, ha disposto il rigetto dell'appello presentato dalla Regione Sicilia e confermato il giudizio di primo grado di illegittimità del tributo ambientale. Al riguardo, la Regione Sicilia in data 7 aprile 2006 ha notificato ricorso per Cassazione contro la sentenza della Commissione Regionale di Palermo sopra citata e, in data 17 aprile 2006 la Società si è costituita in giudizio. Relativamente alle restanti sette rate del tributo versate da maggio a novembre 2002 (75,3 milioni di euro), la Commissione Tributaria Provinciale di Palermo con sentenza depositata il 5 gennaio 2005, ha confermato l'illegittimità del tributo ambientale ed ha condannato la Regione Siciliana alla restituzione delle somme pagate da Snam Rete Gas oltre agli interessi di legge a decorrere dalla domanda giudiziale di rimborso. La Regione Sicilia, in data 15 aprile 2005, ha presentato appello contro la sentenza davanti alla Commissione Tributaria Regionale di Palermo. L'udienza ha avuto luogo il 5 aprile 2006. In data 17 gennaio 2007, con riferimento a quattro dei sette ricorsi discussi (uno per ciascuna rata versata), sono state depositate le sentenze con cui la Commissione Tributaria Regionale di Palermo ha rigettato l'appello della Regione Sicilia. Per gli altri tre appelli discussi, Snam Rete Gas è in attesa dei dispositivi della sentenza che dovrebbero confermare le recenti decisioni sopra citate.

Agip Karachaganak BV

Contestazioni per mancato pagamento di imposte con conseguente addebito di interessi e penali.

Nel luglio 2004 le competenti autorità kazake hanno notificato alle società Agip Karachaganak BV e Agip Karachaganak Petroleum Operating BV, rispettivamente azionista e società operatrice del contratto di Karachaganak, gli esiti di *audit* fiscali relativi agli esercizi 2000-2003. In sintesi le contestazioni riguardano il mancato pagamento di imposte in quota Eni per 43 milioni di dollari e la compensazione anticipata di crediti *VAT* in quota Eni per 140 milioni di dollari, con conseguente addebito di interessi e penali per complessivi 128 milioni di dollari. Entrambe le società hanno presentato ricorso. A seguito dell'accordo raggiunto il 18 novembre 2004 e di successivi incontri, le contestazioni originarie si sono ora ridotte a 26 milioni di dollari in quota Eni, importo comprensivo di imposte, sovrattasse e interessi. Gli incontri proseguono. Eni ha effettuato uno stanziamento al fondo rischi.

5. Contenziosi chiusi

RAFFINERIA DI GELA

Con sentenza del luglio 2006 il Tribunale di Gela ha accertato l'estinzione per intervenuta prescrizione di presunti reati connessi alle emissioni della raffineria di Gela, in relazione ai quali il Tribunale aveva emesso un decreto di citazione a giudizio per fatti avvenuti dal 1997. Nel procedimento si erano costituiti parte civile il Comune di Gela, la Provincia di Caltanissetta e altri, con richiesta di risarcimento danni di complessivi 878 milioni di euro.

SYNDIAL SPA

Misure cautelari personali nei confronti di alcuni dipendenti dello stabilimento di Priolo emesse dal Tribunale di Siracusa per la gestione asseritamente illecita del ciclo rifiuti. Il 16 gennaio 2003 il Tribunale di Siracusa ha emesso misure cautelari personali nei confronti di alcuni dipendenti dello stabilimento di Priolo dell'EniChem SpA e della Polimeri Europa SpA nel quadro di indagini giudiziarie aventi a oggetto la gestione, asseritamente illecita, del ciclo dei rifiuti liquidi e solidi dalla loro produzione sino al loro smaltimento, aggiudicandosi al contempo un ingiusto profitto per il risparmio conseguente al mancato regolare smaltimento. Polimeri Europa ed EniChem si sono costituite parti civili. È stata notificata agli indagati la conclusione delle indagini preliminari con la conferma dei capi di imputazione inizialmente contestati. Nel corso delle indagini è stata riscontrata la presenza di mercurio in mare. La Procura della Repubblica di Siracusa ha pertanto avviato una seconda indagine avente a oggetto lo stato di contaminazione dei sedimenti e della fauna marina della rada di Augusta. Secondo l'ipotesi d'accusa, il mercurio asseritamente sversato a mare avrebbe determinato l'avvelenamento dell'ittiofauna e, conseguentemente, l'insorgenza di malformazioni fetali e interruzioni di gravidanza attraverso il consumo di pesce contaminato da mercurio e proveniente dalla rada di Augusta. L'impianto clorosoda, risalente alla fine degli anni '50, è pervenuto alla Syndial nel 1989, nell'ambito degli apporti Montedison in Enimont; è stato pertanto possibile dimostrare alla Procura della Repubblica l'irrilevanza causale, ai fini dei reati contestati ai responsabili dello stabilimento di Priolo, del comportamento dei dipendenti Syndial. Il 15 marzo 2006, il Giudice delle indagini preliminari, accogliendo la richiesta del Pubblico Ministero, ha disposto l'archiviazione del procedimento nei confronti dei dipendenti Syndial per irrilevanza del contributo causale nell'inquinamento del mare da mercurio.

SYNDIAL SPA (EX ENICHEM SPA)

Con procedimento penale aperto nel 1997 avanti il Tribunale di Venezia sono state contestate imputazioni connesse alla gestione di impianti di Porto Marghera dai primi anni '70 al 1995 e ai presunti danni alla salute e all'ambiente che ne sarebbero derivati.
Con sentenza del 2 novembre 2001 il Tribunale di Venezia ha assolto con formula piena tutti gli imputati. Avverso la sentenza assolutoria hanno presentato appello il Pubblico Ministero, l'Avvocatura dello Stato per il Ministero dell'Ambiente e per la Presidenza del Consiglio, 5 enti pubblici territoriali, 12 associazioni ed enti e 48 persone fisiche. Con sentenza del 15 dicembre 2004 la Corte di Appello di Venezia ha sostanzialmente confermato la sentenza di primo grado riformandone solo alcuni punti marginali. Per quanto riguarda alcuni imputati di Eni e di Syndial la Corte di Appello ha dichiarato di non doversi procedere per intervenuta prescrizione in ordine ad alcune contravvenzioni al DPR 962/1973 (legge su Venezia) e in ordine al reato di cui all'art. 437, 1° comma codice penale, confermando per tutto il resto la sentenza di assoluzione del Tribunale di Venezia. Tutte le parti hanno proposto ricorso per Cassazione che con sentenza pronunciata il 19 maggio 2006 ha sostanzialmente confermato la sentenza della Corte di Appello di Venezia. Nel gennaio 2006 Eni e Syndial hanno sottoscritto con la Presidenza del Consiglio e il Ministero dell'Ambiente un accordo transattivo con il quale, fra l'altro, a fronte del pagamento di 40 milioni di euro, la Presidenza del Consiglio e il Ministero dell'Ambiente rinunciano al ricorso per Cassazione proposto, si impegnano a revocare la costituzione di parte civile nel processo de quo, rinunciando a qualsiasi pretesa di risarcimento del danno ambientale per i fatti relativi alla gestione del Petrolchimico di Porto Marghera fino alla data di sottoscrizione dell'accordo. L'ammontare versato ha trovato copertura nell'apposito fondo.

ENI DACIÓN

Nell'agosto 2005 l'Amministrazione finanziaria della Repubblica del Venezuela ha notificato alla filiale locale di Eni Dación BV quattro avvisi di accertamento preliminari relativi all'imposta sul reddito degli esercizi 2001, 2002, 2003 e 2004 che negando la deducibilità di alcuni costi: (i) azzeravano le perdite dichiarate per tali esercizi di complessivi 910 miliardi di bolivares (425 milioni di dollari USA); (ii) determinavano per gli stessi esercizi un reddito imponibile di complessivi 115 miliardi di bolivares (54 milioni di dollari USA); (iii) contestavano un'imposta dovuta di 52 miliardi di bolivares (24 milioni di dollari USA) determinata con l'aliquota del 50% invece che con quella del 34% applicata da tutte le società che svolgono la stessa attività di Eni Dación BV. Avendo natura preliminare, gli accertamenti non contenevano la determinazione delle sanzioni e degli interessi di mora. In particolare veniva negata integralmente la deducibilità: (i) degli interessi corrisposti ad altre società del Gruppo che hanno erogato finanziamenti denominati in dollari USA; (ii) delle perdite su cambio iscritte in bilancio relativamente a tali finanziamenti originate dalla progressiva svalutazione della moneta venezuelana. La società ha presentato un ricorso amministrativo per chiedere l'annullamento degli accertamenti preliminari e Eni ha effettuato uno stanziamento a fondo rischi. Il ricorso è stato respinto nell'aprile 2006 dall'Amministrazione finanziaria attraverso l'emissione degli avvisi di accertamento definitivi i quali: (i) confermano in sostanza le voci contestate, sebbene con una riduzione delle imposte a un importo pari a 39 miliardi di bolivares (18 milioni di dollari USA); (ii) applicano sanzioni amministrative per 84 miliardi di bolivares (39 milioni di dollari USA); (iii) determinando interessi di mora per 25 miliardi di bolivares (12 milioni di dollari USA). Eni Dación BV ha presentato istanza di autotutela ancor prima della scadenza dei termini per adire l'autorità giudiziaria, ottenendo un'ulteriore riduzione degli importi accertati dai complessivi 148 miliardi di bolivares (69 milioni di dollari USA) notificati a 52 miliardi di bolivares (24 milioni di dollari USA) comprensivi di imposte per 12,5 miliardi di bolivares (6 milioni di dollari USA) e di sanzioni e interessi di mora per complessivi 39,5 miliardi di bolivares (18 milioni di dollari USA). Ai fini di evitare ulteriori oneri derivanti dall'incrementarsi delle sanzioni e degli interessi contestati, Eni Dación BV ha pagato la totalità degli importi accertati nel maggio 2006, chiudendo così il contenzioso fiscale.

Successivamente Eni Dación BV ha presentato una dichiarazione dei redditi integrativa per l'esercizio 2005, considerando le nuove basi imponibili per gli esercizi 2001-2004 come da accertamenti e pagando imposte sui redditi per 128 miliardi di bolivares (60 milioni di dollari USA) nonchè sanzioni e interessi per complessivi 4,4 miliardi di bolivares (2 milioni di dollari USA).

Altri impegni e rischi

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo termine, in particolare del mercato italiano, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali. In particolare a seguito dell'accordo strategico firmato con Gazprom in data 14 novembre ed entrato in vigore il 1° febbraio 2007 Eni ha prolungato i contratti di approvvigionamento con Gazprom fino al 2035 portando la durata residua media di portafoglio a 23 anni. I contratti in essere, che prevedono clausole *take-or-pay*, assicureranno dal 2010 62,4 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel lungo termine, *trend* sfavorevoli nell'andamento della domanda e dell'offerta di gas in Italia, anche a seguito dell'eventuale realizzazione di tutti gli investimenti annunciati in nuove infrastrutture di approvvigionamento, nonché l'evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono elementi di rischio per l'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti di *take-or-pay*.

Le *parent company guarantees* rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in 4.911 milioni di euro (5.052 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

Con effetto dal 1° aprile 2006 la compagnia petrolifera di Stato venezuelano Petróleos de Venezuela SA (PDVSA) ha comunicato a Eni Dación BV, società con sede nei Paesi Bassi, la unilaterale risoluzione del contratto di servizio relativo alle attività minerarie dell'area di Dación. Conseguentemente da tale data la conduzione delle attività è stata assunta da PDVSA. Nel novembre 2006 Eni, ferma restando la propria disponibilità a una soluzione negoziale, ha avviato un procedimento arbitrale per tutelare i propri diritti presso l'*International Centre for Settlement of Investment Disputes* (*ICSID*), organismo della Banca Mondiale preposto alla risoluzione delle controversie in caso di violazione dei trattati bilaterali per la protezione degli investimenti, quale quello in vigore tra il Venezuela e i Paesi Bassi. In particolare sulla base dei pareri dei propri consulenti legali, Eni ritiene di aver diritto a un indennizzo corrispondente al valore di mercato del contratto di servizio terminato da PDVSA da determinarsi secondo la consolidata prassi internazionale sulla base dei profitti attesi per un importo corrispondente al valore attuale netto dei flussi di cassa futuri che sarebbero stati prodotti dalle attività di Dación. Eni ha stimato tale valore attuale conformemente al metodo adottato dall'industria petrolifera con riferimento alla propria quota della produzione futura del giacimento ed ai relativi costi attesi di investimento e di esercizio attualizzando i flussi di cassa con un tasso di sconto che remunera il costo del capitale e il premio per

il rischio specifico delle attività in oggetto. Da tale valutazione pienamente confermata da esperti indipendenti risulta che il valore di mercato delle immobilizzazioni dedicate al contratto di Dación non è inferiore al loro valore di libro pari a 829 milioni di dollari (corrispondenti a 629 milioni di euro al cambio al 31 dicembre 2006): conseguentemente le stesse non sono state oggetto di svalutazione. In base alla convenzione *ICSID*, il lodo arbitrale di un tribunale *ICSID* che riconosca ad Eni il diritto ad un indennizzo sarebbe vincolante per le parti e direttamente eseguibile al pari di una sentenza definitiva di un tribunale appartenente alla giurisdizione di ciascuno dei 143 Stati che hanno ratificato la Convenzione.
Pertanto qualora lo Stato del Venezuela rifiutasse il volontario adempimento al lodo arbitrale e il pagamento dell'indennizzo, Eni potrebbe soddisfare il proprio credito su qualunque bene dello Stato del Venezuela pressoché ovunque localizzato, salvo quanto previsto dalle leggi nazionali sulle immunità riconosciute agli stati sovrani.
Nell'esercizio 2005 e nel primo trimestre 2006, la produzione giornaliera del campo di Dación è stata di circa 60 mila barili. Al 31 dicembre 2005, le riserve certe di Dación iscritte a libro erano 175 milioni di barili.
L'impegno assunto da Eni nella convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la Treno Alta Velocità - TAV SpA e il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due di dare la propria disponibilità a garantire la buona esecuzione della progettazione e della realizzazione delle opere affidate al Consorzio, garantendo perciò a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella Convenzione e nell'Atto Integrativo e in ogni atto aggiuntivo *addendum* e/o modifica o integrazione. Il Regolamento del Consorzio obbliga i consorziati a rilasciare la manleva e le garanzie negli stessi termini del CEPAV Uno.
La garanzia di 253 milioni di euro rilasciata a favore di Cameron LNG nell'interesse di Eni USA Gas Marketing Llc (100% Eni Petroleum Co Inc) a fronte del contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005.
La garanzia, sottoposta a clausola sospensiva avrà efficacia dal momento dell'avvio del servizio di rigassificazione previsto in una data compresa tra il 1° ottobre 2008 e il 30 giugno 2009.
A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e in alcune attività dei settori Gas & Power e Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati da chi ne detiene il diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, Eni corrisponde delle royalties e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, delle imposte a vario titolo. Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. Nei Production Sharing Agreement e nei contratti di buy-back il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali, sottoscritti con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (*cost oil*) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (*profit oil*). Con riferimento allo stoccaggio del gas naturale in Italia, l'attività è svolta sulla base di concessioni di durata non superiore a venti anni rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Economico ai soggetti che presentano i requisiti di idoneità normativamente previsti e che dimostrino di poter svolgere, nel pubblico interesse, un programma di stoccaggio rispondente alle disposizioni di Legge. Nel settore Gas & Power l'attività di distribuzione gas è svolta in regime di concessione tramite affidamento del servizio da parte degli Enti locali. Alla scadenza della concessione al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione, è riconosciuto un indennizzo definito con i criteri della stima industriale. Le tariffe del servizio di distribuzione sono definite sulla base di una metodologia stabilita dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Il Decreto legislativo n. 164/2000 prevede l'affidamento del servizio di distribuzione esclusivamente con gara, per una durata massima di 12 anni. Nel settore Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. Tali beni vengono ammortizzati lungo la durata della concessione (normalmente 5 anni per l'Italia). A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali *royalties* fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimuovibili.

Regolamentazione in materia ambientale

Come le altre società del settore, Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, comprese le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali, relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. In particolare queste norme prevedono l'acquisizione di permessi prima dell'avvio della perforazione; pongono limitazioni al tipo, alla concentrazione e alla quantità delle diverse sostanze che possono essere rilasciate nell'ambiente durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione; limitano o proibiscono l'attività di perforazione in terreni situati in aree protette; prevedono sanzioni di natura penale e civile a carico dei responsabili nel caso di inquinamento ambientale che dovesse risultare dall'esercizio di attività nei settori degli idrocarburi o della petrolchimica. La normativa ambientale pone limiti anche alle emissioni nell'atmosfera e agli scarichi in acque superficiali e sotterranee da parte di impianti petroliferi, petrolchimici, di raffinazione e di trasporto. Le attività di Eni, inoltre, sono soggette a disposizioni normative specifiche relative alla produzione, al trasporto, allo stoccaggio, allo smaltimento e al trattamento dei rifiuti. Le normative in materia ambientale hanno un impatto notevole sulle attività di Eni. Rischi di costi e responsabilità ambientali sono inerenti ad alcune delle attività e ad alcuni dei prodotti di Eni, così come accade alle altre imprese impegnate negli stessi settori. Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato per il rispetto della normativa ambientale - anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi stanziati - tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perchè, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del decreto del Ministro dell'Ambiente n. 471/1999; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

Il decreto legislativo n. 216 del 4 aprile 2006 ha recepito la direttiva Emission Trading 2003/87/CE in materia di emissioni dei gas ad effetto serra e la direttiva 2004/101/CE relativa all'utilizzo di crediti di carbonio derivanti da progetti basati sui meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto. Dal 1° gennaio 2005 è operativo lo Schema Europeo di *Emission Trading* (*ETS*), in relazione al quale il 24 febbraio 2006 è stato emanato il decreto del Ministro dell'Ambiente recante l'assegnazione agli impianti esistenti dei permessi di emissione per il triennio 2005-2007. A Eni sono stati assegnati permessi di emissione equivalenti a 65,2 milioni di tonnellate di CO_2 (di cui 22,4 per il 2005, 21,4 per il 2006 e 21,4 per il 2007). A seguito della realizzazione dei progetti di riduzione delle emissioni, in particolare per la cogenerazione di energia elettrica e vapore con cicli combinati ad alta efficienza nelle raffinerie e nei poli petrolchimici, nell'esercizio 2006 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni incluse nel decreto sono risultate, complessivamente, inferiori rispetto ai permessi di emissione assegnati.

26 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".
I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	73.679	85.957
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	49	148
	73.728	**86.105**

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(milioni di euro)	2005	2006
Accise	14.140	13.762
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	2.487	2.750
Vendite in conto permuta di altri beni	108	127
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito	1.326	1.453
Prestazioni fatturate a *partner* per attività in *joint venture*	1.331	1.385
	19.392	**19.477**

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 32 "Informazioni per settore di attività e per area geografica".

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali	71	100
Locazioni e affitti di azienda	102	98
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	114	61
Risarcimento danni	89	40
Altri proventi (*)	422	484
	798	**783**

(*) Di ammontare unitario inferiore a 25 milioni di euro.

27 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	35.318	44.661
Costi per servizi	9.405	10.015
Costi per godimento di beni di terzi	1.929	1.903
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	1.643	767
Altri oneri	1.100	1.089
	49.395	**58.435**
a dedurre:		
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(704)	(809)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(124)	(136)
	48.567	**57.490**

I costi per servizi comprendono compensi di mediazione per 39 milioni di euro (24 milioni di euro nel 2005).
I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale ammontano a 219 milioni di euro (202 milioni di euro nel 2005).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono canoni per contratti di *leasing* operativo per 860 milioni di euro (777 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e *royalties* su prodotti petroliferi estratti per 823 milioni di euro (965 milioni di euro nel 2005).
I pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006
Pagabili entro:	
1 anno	594
da 2 a 5 anni	1.474
oltre 5 anni	762
	2.830

I contratti di *leasing* operativo in essere al 31 dicembre 2006 riguardano principalmente *time charter* e noli a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di *leasing* operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli *asset* o alla capacità di indebitarsi.

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza di 767 milioni di euro (1.643 milioni di euro nel 2005) riguardano in particolare il fondo rischi ambientali per 248 milioni di euro (515 milioni di euro nel 2005), il fondo rischi per contenziosi per 149 milioni di euro (336 milioni di euro nel 2005), il fondo relativo a contratti onerosi per 55 milioni di euro (71 milioni di euro nel 2005) e il fondo oneri per operazioni e concorsi a premio per 44 milioni di euro (50 milioni di euro nel 2005). Ulteriori informazioni sono riportate alla nota n. 20 - Fondi per rischi e oneri.

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Salari e stipendi	2.484	2.630
Oneri sociali	662	691
Oneri per programmi a benefici definiti e a contributi definiti	126	230
Altri costi	255	305
	3.527	**3.856**
a dedurre:		
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(143)	(161)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(33)	(45)
	3.351	**3.650**

Gli oneri per programmi a benefici definiti sono analizzati alla nota n. 21 – Fondi per benefici ai dipendenti.
Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2005	2006
Dirigenti	1.754	1.676
Quadri	10.747	11.142
Impiegati	34.457	34.671
Operai	24.345	25.426
	71.303	**72.915**

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo. Il numero medio dei dirigenti comprende i *manager* assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

STOCK GRANT

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile[7] legato al conseguimento di obiettivi prefissati che determini la loro partecipazione al rischio di impresa e alla crescita del valore per l'azionista, nonché il consolidamento nel tempo del loro apporto professionale ai processi gestionali delle attività di Eni, negli esercizi 2003, 2004 e 2005 sono stati approvati piani di incentivazione che prevedono, previa verifica del conseguimento degli obiettivi aziendali prefissati nell'anno precedente, l'impegno di assegnare a titolo gratuito azioni proprie. L'assegnazione è effettuata entro i 45 giorni successivi al compimento del terzo anno dalla data di assunzione dell'impegno.
Al 31 dicembre 2006 rimangono in essere impegni di assegnazione a titolo gratuito per n. 1.873.600 azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro. Gli impegni riguardano l'assegnazione 2003 per n. 2.500 azioni con un *fair value* di 11,20 euro per azione, l'assegnazione 2004 per n. 798.700 azioni con un *fair value* di 14,57 euro per azione e l'assegnazione 2005 per n. 1.072.400 azioni con un *fair value* di 20,08 euro per azione.
L'evoluzione dei piani di *stock grant* in essere nel 2005 e nel 2006 è la seguente (trattandosi di azioni gratuite il prezzo di esercizio è nullo):

	2005		2006	
	Numero di azioni	Prezzo di mercato [a] (euro)	Numero di azioni	Prezzo di mercato [a] (euro)
Diritti esistenti al 1° gennaio	**3.112.200**	**18,461**	**3.127.200**	**23,460**
Nuovi diritti assegnati	1.303.400	21,336		
Diritti esercitati nel periodo	(1.273.500)	23,097	(1.236.400)	23,933
Diritti decaduti nel periodo	(14.900)	22,390	(17.200)	23,338
Diritti esistenti al 31 dicembre	**3.127.200**	**23,460**	**1.873.600**	**25,520**
di cui esercitabili al 31 dicembre	**38.700**	**23,460**	**156.700**	**25,520**

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale dal rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

STOCK OPTION

Al fine di consentire la partecipazione ad un efficace sistema di incentivazione manageriale ai dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile[8] che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati del Gruppo o che sono di interesse strategico per il Gruppo, sono stati avviati piani di incentivazione che prevedono l'assegnazione di diritti di acquisto su azioni Eni (di seguito "opzioni").

(7) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in Borsa (le società hanno un proprio piano di incentivazione) e le loro controllate.
(8) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in Borsa (le società hanno un proprio piano di incentivazione) e le loro controllate.

PIANI 2002-2004 E 2005

Le opzioni danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni in un rapporto di 1:1, decorsi tre anni dalla data di assegnazione (*vesting period*) e per un periodo massimo di cinque anni, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione o (dal 2003), se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione ("*strike price*").

PIANO 2006-2008

Il Piano di *stock option* 2006-2008 ha introdotto una condizione di *performance* ai fini dell'esercizio delle opzioni. Al termine di ciascun triennio di *vesting* dall'assegnazione, il Consiglio di Amministrazione determinerà il numero di opzioni esercitabili, in percentuale compresa tra zero e 100, in funzione del posizionamento del *Total Shareholders' Return* (*TSR*) del titolo Eni rispetto a quello delle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. Le opzioni potranno essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (*vesting period*) e per un periodo massimo di tre anni a un prezzo corrispondente alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione ("*strike price*").
La media di tali prezzi, ponderata per le quantità assegnate, corrisponde a 23,119 euro per azione.

Al 31 dicembre 2006 sono state assegnate n. 15.290.400 opzioni per l'acquisto di n. 15.290.400 azioni ordinarie di Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si riferiscono all'assegnazione 2002 per n. 238.000 azioni con un prezzo di esercizio di 15,216 euro per azione, all'assegnazione 2003 per n. 779.900 azioni con un prezzo di esercizio di 13,743 euro per azione, all'assegnazione 2004 per n. 3.108.500 azioni con un prezzo di esercizio di 16,576 euro per azione, all'assegnazione 2005 per n. 4.184.000 azioni con un prezzo di esercizio di 22,512 euro per azione e all'assegnazione 2006 per n. 6.980.000 azioni con un prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità assegnate di 23,119 euro per azione.
Al 31 Dicembre 2006 la vita utile media residua delle opzioni è di 3 anni e 7 mesi per il piano 2002, di 4 anni e 7 mesi per il piano 2003, di 5 anni e 7 mesi per il piano 2004, di 6 anni e 7 mesi per il piano 2005 e di 5 anni e 7 mesi per il piano 2006.
L'evoluzione dei piani di *stock option* in essere nel 2005 e nel 2006 è la seguente:

	2005			2006		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato [a] (euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato [a] (euro)
Diritti esistenti al 1° gennaio	**11.789.000**	**15,111**	**18,461**	**13.379.600**	**17,705**	**23,460**
Nuovi diritti assegnati	4.818.500	22,512	22,512	7.050.000	23,119	23,119
Diritti esercitati nel periodo	(3.106.400)	15,364	22,485	(4.943.200)	15,111	23,511
Diritti decaduti nel periodo	(121.500)	16,530	23,100	(196.000)	19,119	23,797
Diritti esistenti al 31 dicembre	**13.379.600**	**17,705**	**23,460**	**15.290.400**	**21,022**	**25,520**
di cui: esercitabili al 31 dicembre	**1.540.600**	**16,104**	**23,460**	**1.622.900**	**16,190**	**25,520**

(a)Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti all'inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate nel 2002, nel 2003, nel 2004, nel 2005 e nel 2006 era rispettivamente di 5,39, 1,50, 2,01, 3,33 e la media ponderata per il numero di azioni di 2,89 euro per azione ed è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

		2002	2003	2004	2005	2006
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,5	3,2	3,2	2,5	4,0
Durata	(anni)	8	8	8	8	6
Volatilità implicita	(%)	43	22	19	21	16,8
Dividendi attesi	(%)	4,5	5,4	4,5	4,0	5,3

Compensi spettanti al *key management personnel*

I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategica (cd. *key management personnel*) ammontano a 15 e 23 milioni di euro rispettivamente per il 2005 e il 2006 e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Salari e stipendi	11	16
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1
Altri benefici a lungo termine		3
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro	1	
Stock grant/option	2	3
	15	**23**

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 19,2 milioni di euro e 8,7 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2005 e 2006. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a 0,785 e 0,686 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2005 e 2006. I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco nell'Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per l'Eni.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Ammortamenti:		
- attività materiali	4.576	4.821
- attività immateriali	936	1.335
	5.512	**6.156**
Svalutazioni:		
- attività materiali	264	231
- attività immateriali	8	54
	272	**285**
a dedurre:		
- rivalutazioni di attività materiali		(17)
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(2)	(2)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(1)	(1)
	5.781	**6.421**

28 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Proventi (oneri) netti su contratti derivati	(386)	383
Proventi netti da crediti finanziari	95	130
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	159	116
Interessi netti verso banche	(38)	79
Proventi netti su titoli	36	51
Interessi su crediti di imposta	17	17
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo [9]	(109)	(116)
Differenze attive nette di cambio	169	(152)
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(265)	(247)
Altri proventi (oneri) netti	(44)	(100)
	(366)	**161**

(9) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, a un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

I proventi (oneri) su contratti derivati si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Contratti su valute	(85)	313
Contratti su tassi d'interesse	(138)	61
Contratti su merci	(163)	9
	(386)	383

L'incremento dei proventi (oneri) netti su contratti derivati di 769 milioni di euro deriva principalmente dall'applicazione dello IAS 39 che comporta per Eni la valutazione al *fair value* dei contratti derivati con iscrizione degli effetti a conto economico anziché correlarli alle attività, passività e impegni perché questi contratti non soddisfano le condizioni formali per essere qualificati come di copertura ai fini IFRS. Anche il decremento delle differenze attive (passive) nette di cambio di 321 milioni di euro deriva principalmente dall'applicazione dello IAS 39 perché gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine periodo delle attività e passività in moneta diversa da quella funzionale non vengono compensati dall'adeguamento al cambio di fine periodo degli impegni per contratti derivati.

29 Proventi (oneri) su partecipazioni

Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto
L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto si analizza come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	770	887
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(33)	(36)
Accantonamento al fondo copertura perdite		(56)
	737	795

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 11 - Partecipazioni.

Altri proventi (oneri) su partecipazioni
Gli altri proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Dividendi	33	98
Plusvalenze da cessioni	179	25
Minusvalenze da cessioni	(8)	(7)
Altri oneri netti	(27)	(8)
	177	108

I dividendi di 98 milioni di euro si riferiscono principalmente alla Nigeria LNG Ltd (56 milioni di euro).
Le plusvalenze da cessioni di 25 milioni di euro riguardano principalmente la vendita della Fiorentina Gas SpA e della Toscana Gas SpA (16 milioni di euro). Le plusvalenze relative all'esercizio 2005 di 179 milioni di euro comprendono la plusvalenza sulla cessione del 100% della Italiana Petroli SpA (132 milioni di euro).

30 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Imposte correnti:		
- imprese italiane	1.872	2.007
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	5.116	6.740
- imprese estere	373	529
	7.361	**9.276**
a dedurre:		
- crediti di imposta su dividendi non utilizzati per il pagamento delle imposte	(34)	
	7.327	**9.276**
Imposte differite e anticipate nette:		
- imprese italiane	334	230
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	464	1.095
- imprese estere	3	(33)
	801	**1.292**
	8.128	**10.568**

Le imposte correnti dell'esercizio relative alle imprese italiane di 2.007 milioni di euro riguardano l'Ires per 1.570 milioni di euro, l'Irap per 374 milioni di euro e imposte estere per 63 milioni di euro.

L'incidenza delle imposte sull'utile del periodo prima delle imposte è del 51,8% (46,8% nel 2005) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 37,9% che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana del 33% (Ires) all'utile prima delle imposte e del 4,25% (Irap) al valore netto della produzione.

L'analisi della differenza tra l'aliquota fiscale teorica e quella effettiva per i due periodi messi a confronto è la seguente:

(%)	2005	2006
Aliquota teorica	**38,1**	**37,9**
Variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:		
- maggiore incidenza fiscale delle imprese estere	8,8	13,6
- differenze permanenti	0,8	0,2
- altre motivazioni	(0,9)	0,1
	8,7	**13,9**
	46,8	**51,8**

L'incremento della maggiore incidenza fiscale delle imprese estere del 4,8% è riferito essenzialmente al settore Exploration & Production (4,5%) e comprende gli effetti derivanti dall'applicazione della *windfall tax* introdotta dal Governo dell'Algeria con efficacia 1° agosto 2006 (1,6%) di un *supplemental tax rate* introdotto da parte del Governo del Regno Unito sulle produzioni del Mare del Nord con efficacia 1° gennaio 2006 (1,0%) nonché, l'aumento e la diversa composizione per Paese dell'utile prima delle imposte (1,9%).

Le differenze permanenti relative all'esercizio 2006 riguardano essenzialmente l'indeducibilità dal reddito imponibile dello stanziamento di oneri a fronte di provvedimenti delle autorità *antitrust* e di regolamentazione (0,4%).

Le differenze permanenti relative all'esercizio 2005 riguardano principalmente l'indeducibilità dal reddito imponibile dell'accantonamento ai fondi per rischi e oneri della sanzione amministrativa comminata il 15 febbraio 2006 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato a Eni SpA (0,6%).

30 Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.
Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.758.519.603 e 3.698.201.896 rispettivamente negli esercizi 2005 e 2006.

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse.
Al 31 dicembre 2005 e 2006 le azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani di *stock grant* e di *stock option*. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito è di 3.763.375.140 e 3.701.262.557 rispettivamente negli esercizi 2005 e 2006.
La riconciliazione del numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzato per la determinazione dell'utile per azione semplice e quello utilizzato per la determinazione dell'utile per azione diluito è di seguito indicata:

		2005	2006
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice		**3.758.519.603**	**3.698.201.896**
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di *stock grant*		2.268.265	1.070.676
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di *stock option*		2.587.272	1.989.985
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito		**3.763.375.140**	**3.701.262.557**
Utile netto di competenza Eni	(milioni di euro)	**8.788**	**9.217**
Utile per azione semplice	(ammontari in euro per azione)	**2,34**	**2,49**
Utile per azione diluito	(ammontari in euro per azione)	**2,34**	**2,49**

32 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività[10]

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrolchimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Elisioni	Totale
2005									
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	22.531	22.969	33.732	6.255	5.733	863	1.239		
a dedurre: ricavi infrasettori	(14.761)	(572)	(1.092)	(683)	(925)	(546)	(1.015)		
Ricavi da terzi	7.770	22.397	32.640	5.572	4.808	317	224		73.728
Risultato operativo	12.592	3.321	1.857	202	307	(934)	(377)	(141)	16.827
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	50	703	420	47	32	284	107		1.643
Ammortamenti e svalutazioni	4.101	685	467	147	180	91	114	(4)	5.781
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	14	359	221	3	140				737
Attività direttamente attribuibili [b]	29.010	21.928	11.787	2.905	5.248	438	1.523	(534)	72.305
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	292	2.155	936	19	457	31			3.890
Passività direttamente attribuibili [c]	6.785	5.097	4.542	702	3.204	2.070	2.131		24.531
Investimenti in attività materiali e immateriali	4.965	1.152	656	112	349	48	132		7.414
2006									
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	27.173	28.368	38.210	6.823	6.979	823	1.174		
a dedurre: ricavi infrasettori	(18.445)	(751)	(1.300)	(667)	(771)	(520)	(991)		
Ricavi da terzi	8.728	27.617	36.910	6.156	6.208	303	183		86.105
Risultato operativo	15.580	3.802	319	172	505	(622)	(296)	(133)	19.327
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	153	197	264	30	(13)	236	(100)		767
Ammortamenti e svalutazioni	4.776	738	447	174	196	28	71	(9)	6.421
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	28	509	194	2	66	(4)			795
Attività direttamente attribuibili [b]	29.720	23.500	11.359	2.984	6.362	344	1.023	(666)	74.626
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	258	2.214	874	11	483	46			3.886
Passività direttamente attribuibili [c]	9.119	5.284	4.712	806	3.869	1.940	1.619		27.349
Investimenti in attività materiali e immateriali	5.203	1.174	645	99	591	72	88	(39)	7.833

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

(10) Le informazioni per settore di attività relative all'esercizio 2005 sono state riclassificate sulla base dei nuovi raggruppamenti dei settori. Le riclassifiche hanno riguardato i settori Exploration & Production, Altre attività e Corporate e società finanziarie.

Informazioni per area geografica

ATTIVITÀ DIRETTAMENTE ATTRIBUIBILI E INVESTIMENTI PER AREA GEOGRAFICA DI LOCALIZZAZIONE

(milioni di euro)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2005								
Attività direttamente attribuibili [a]	38.229	8.768	3.085	2.670	5.864	13.445	244	72.305
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.442	545	415	507	1.181	2.233	91	7.414
2006								
Attività direttamente attribuibili [a]	37.339	10.037	3.200	2.987	6.341	14.190	532	74.626
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.529	713	436	572	1.032	2.419	132	7.833

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

RICAVI NETTI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

(milioni di euro)	2005	2006
Italia	32.846	36.343
Resto dell'Unione Europea	19.601	23.949
Resto dell'Europa	5.123	6.975
Americhe	6.103	6.250
Asia	4.399	5.595
Africa	5.259	5.949
Altre aree	397	1.044
	73.728	**86.105**

33 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese a controllo congiunto, con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento nonché con altre imprese possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte della ordinaria gestione, sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono state compiute nell'interesse delle imprese di Eni.

Le imprese a controllo congiunto, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2006" che si considera parte integrante delle presenti note.

Di seguito sono indicati gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate ed è indicata la natura delle operazioni più rilevanti.

Rapporti commerciali e diversi

I rapporti commerciali e diversi nell'esercizio 2005 si analizzano come segue:

(milioni di euro)

	31.12.2005			2005			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
Denominazione	e altre attività	e altre passività		Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese a controllo congiunto e collegate							
ASG Scarl	13	66	72		173		6
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	2	24			56		2
Bayernoil Raffineriegesellschatf mbH		49	1		814		
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH	10					172	
Blue Stream Pipeline Co BV	45	12			177		4
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	12					207	
Cam Petroli Srl	85					593	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	105	107	4.894				411
Eni Gas BV	16	149			47		
Eni Oil Co Ltd		84			50		
Fox Energy SpA	22			4		240	
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	22					89	
Karachaganak Petroleum Operating BV	13	46		6	99		4
Mangrove Gas Netherlands BV			55				
Modena Scarl	2	12	61		56	1	1
Petrobel Belayim Petroleum Co		138			248		
Promgas SpA	44	45		307		355	
Raffineria di Milazzo ScpA	10	10			204	94	
Rodano Consortile Scarl	2	20			80		2
RPCO Enterprises Ltd			55				
Supermetanol CA		8		65			
Super Octanos CA	1	14		265			
Toscana Energia Clienti SpA	46					118	
Trans Austria Gasleitung GmbH	43	55		43	143		47
Transitgas AG		7			64		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		4			88		1
Unión Fenosa Gas SA	4	4	62	79		16	2
Altre (*)	101	86	112	69	157	147	67
	598	**940**	**5.312**	**838**	**2.456**	**2.032**	**547**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	4	152		5	19		28
Eni BTC Ltd			165				
Altre (*)	44	48	8	1	31	15	9
	48	**200**	**173**	**6**	**50**	**15**	**37**
	646	**1.140**	**5.485**	**844**	**2.506**	**2.047**	**584**
Imprese possedute o controllate dallo Stato							
Gruppo Alitalia	20					276	
Gruppo Enel	187	5		12	10	1.180	333
Altre (*)	20	19			57	103	12
	227	**24**		**12**	**67**	**1.559**	**345**
	873	**1.164**	**5.485**	**856**	**2.573**	**3.606**	**929**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti commerciali e diversi nell'esercizio 2006 si analizzano come segue:

(milioni di euro)

	31.12.2006			2006			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
Denominazione	e altre attività	e altre passività		Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese a controllo congiunto e collegate							
ASG Scarl	7	40	80		88	1	1
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	22			64	1	1
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH	10					96	
Blue Stream Pipeline Co BV	34	19			193		1
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	11					113	
Cam Petroli Srl	103					310	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	87	87	5.654	16	2		304
Charville - Consultores e Serviços Lda	7		85			4	11
Eni Gas BV	28	90		7	72	8	2
Eni Oil Co Ltd	5	96			59		
Fox Energy SpA	35					125	
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	14				1	123	19
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	19					54	
Karachaganak Petroleum Operating BV	23	70		29	129		7
Mangrove Gas Netherlands BV		1	52				
Petrobel Belayim Petroleum Co		3			181		
Promgas SpA	44	39		375		419	
Raffineria di Milazzo ScpA	9	12			237	109	
Rodano Consortile Scarl	3	14			54		1
RPCO Enterprises Ltd	13		104				12
Supermetanol CA		13		91			
Super Octanos CA		13		257			
Trans Austria Gasleitung GmbH	7	78		53	138		56
Transitgas AG		8			64		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		7			80		
Unión Fenosa Gas SA	1	7	61	93	7		
Altre (*)	72	169	168	75	188	119	66
	533	**788**	**6.204**	**996**	**1.557**	**1.482**	**481**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	27	132		18	16		57
Eni BTC Ltd			185				
Eni Timor Leste SpA			102				
Altre (*)	20	30	8	1	4	8	4
	47	**162**	**295**	**19**	**20**	**8**	**61**
	580	**950**	**6.499**	**1.015**	**1.577**	**1.490**	**542**
Imprese possedute o controllate dallo Stato							
Gruppo Alitalia	12					354	
Gruppo Enel	162	42		47	33	1.068	383
Altre (*)	42	29		4	44	136	1
	216	**71**		**51**	**77**	**1.558**	**384**
	796	**1.021**	**6.499**	**1.066**	**1.654**	**3.048**	**926**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Si segnala inoltre l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione da società del gruppo Cosmi Holding correlato ad Eni per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, sono ammontati a circa 18 e 13 milioni di euro rispettivamente nel 2005 e nel 2006.

I rapporti più significativi riguardano:

- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'*upstream* petrolifero e debiti per attività d'investimento dalle società Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, Eni Gas BV, Eni Oil Co Ltd, Karachaganak Petroleum Operating BV e Petrobel Belayim Petroleum Co; i servizi sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte dei consorzi ASG Scarl, CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno, Modena Scarl e Rodano Consortile Scarl, nonché il rilascio di garanzie per la buona esecuzione dei lavori;
- il vettoriamento dalla Società Azienda Energia e Servizi Torino SpA;
- la fornitura di prodotti petroliferi alle società Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöechinger GmbH, Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH, Cam Petroli Srl, Fox Energy SpA, Gruppo Distribuzione Petroli Srl e Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento, analogamente alla prassi seguita nei rapporti con i terzi;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici dalle società Supermetanol CA e Super Octanos CA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Blue Stream Pipeline Co BV, dalla Trans Austria Gasleitung GmbH e dalla Transitgas AG;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la vendita di gas naturale alla Gasversorgung Süddeutschland GmbH;
- le garanzie rilasciate nell'interesse della Mangrove Gas Netherlands BV, della RPCO Enterprises Ltd, della Charville - Consultores e Serviços Lda e della Timor Leste SpA per la partecipazione a gare d'appalto e per il rispetto degli accordi contrattuali;
- la compravendita di gas naturale all'estero con la società Promgas SpA;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalla Transmediterranean Pipeline Co Ltd; i rapporti sono regolati sulla base di tariffe che consentono alla società di recuperare i costi operativi e remunerare il capitale investito;
- la compravendita di gas naturale e la garanzia di *performance* rilasciata nell'interesse della società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa;
- la vendita di prodotti petroliferi con il gruppo Alitalia;
- la vendita e il trasporto di gas naturale, la vendita di olio combustibile nonché la compravendita di energia elettrica con il gruppo Enel.

Rapporti finanziari

I rapporti finanziari dell'esercizio 2005 si analizzano come segue:

(milioni di euro)

	31.12.2005			2005	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Blue Stream Pipeline Co BV		15	887		
Raffineria di Milazzo ScpA			72		
Spanish Egyptian Gas Co SAE			360		
Trans Austria Gasleitung GmbH	386				12
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	190				11
Altre (*)	74	125	81	27	47
	650	**140**	**1.400**	**27**	**70**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	79	30	34	1	2
	79	**30**	**34**	**1**	**2**
	729	**170**	**1.434**	**28**	**72**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti finanziari dell'esercizio 2006 si analizzano come segue:

(milioni di euro)

	31.12.2006			2006	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Blue Stream Pipeline Co BV		3	794	4	26
Raffineria di Milazzo ScpA			57		
Spanish Egyptian Gas Co SAE			323		
Trans Austria Gasleitung GmbH	41				6
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	147				11
Altre (*)	88	81	39	13	11
	276	**84**	**1.213**	**17**	**54**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	95	25	2	1	4
	95	**25**	**2**	**1**	**4**
	371	**109**	**1.215**	**18**	**58**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti più significativi riguardano:
- la garanzia per affidamenti bancari rilasciata nell'interesse della società Blue Stream Pipeline Co BV e il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo;
- le garanzie per affidamenti bancari rilasciate nell'interesse delle società Raffineria di Milazzo ScpA e Spanish Egyptian Gas Co SAE;
- il finanziamento del tratto austriaco del gasdotto Federazione Russa-Italia e della realizzazione della rete di trasporto del gas naturale rispettivamente alla Trans Austria Gasleitung GmbH e alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

(milioni di euro)

	31.12.2005			31.12.2006		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	17.902	1.344	7,51	18.799	1.027	5,46
Altre attività correnti	369			855	4	0,47
Altre attività finanziarie non correnti	1.050	258	24,57	805	136	16,89
Passività finanziarie a breve termine	4.612	152	3,30	3.400	92	2,71
Debiti commerciali e altri debiti	13.095	1.164	8,89	15.995	961	6,01
Altre passività correnti	613			634	4	0,63
Passività finanziarie a lungo termine comprensive delle quote a breve termine	8.386	18	0,21	8.299	17	0,20
Altre passività non correnti	897			418	56	13,40

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

	2005			2006		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	73.728	4.535	6,15	86.105	3.974	4,62
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	48.567	3.429	7,06	57.490	2.720	4,73
Proventi finanziari	3.131	72	2,30	4.132	58	1,40
Oneri finanziari	3.497	28	0,80	3.971	18	0,45

Le operazioni con parti correlate fanno parte della ordinaria gestione, sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.
I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(milioni di euro)	2005	2006
Ricavi e proventi	4.535	3.974
Costi e oneri	(3.429)	(2.720)
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(221)	162
Dividendi e interessi	345	790
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**1.230**	**2.206**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(474)	(733)
Investimenti in partecipazioni	(30)	(20)
Variazione debiti relativi all'attività di investimento	342	(276)
Variazione crediti finanziari	2	343
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(160)**	**(686)**
Variazione debiti finanziari	23	(57)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**23**	**(57)**
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**1.093**	**1.463**

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

	2005			2006		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività di esercizio	14.936	1.230	8,24	17.001	2.206	12,98
Flusso di cassa da attività di investimento	(6.815)	(160)	2,35	(7.051)	(686)	9,73
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(7.824)	23	...	(7.097)	(57)	0,80

34 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Gli oneri non ricorrenti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Sanzioni *antitrust*	(290)	(184)
Sanzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas		(55)
	(290)	**(239)**

Le sanzioni *antitrust* relative all'esercizio 2006 riguardano: (i) la sanzione amministrativa comminata dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato in relazione all'istruttoria sul *jet fuel* (109 milioni di euro); (ii) le indagini per possibili violazioni della normativa *antitrust* connesse al settore degli elastomeri (75 milioni di euro). Le sanzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas riguardano le sanzioni amministrative comminate a seguito dell'istruttoria avviata in relazione all'utilizzo della capacità di stoccaggio conferita per l'anno termico 2005-2006 (45 milioni di euro) e dell'istruttoria avviata sulla richiesta di informazioni sui prezzi di approvvigionamento del gas (10 milioni di euro). La sanzione *antitrust* relativa all'esercizio 2005 riguarda la sanzione amministrativa comminata il 15 febbraio 2006 dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato a seguito dell'istruttoria avviata per accertare l'eventuale sussitenza di un abuso di posizione dominante in relazione ai comportamenti della controllata Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (TTPC). Maggiori informazioni sono riportate alla nota 25 - Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi - *Antitrust* - TTPC.

35 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Negli esercizi 2005 e 2006 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

36 Adeguamento del bilancio consolidato di Eni ai principi contabili generalmente accettati negli USA (U.S. GAAP)

Eni, in quanto società le cui azioni sono quotate al New York Stock Exchange, presenta alla Securities and Exchange Commission (SEC) un documento (Form 20-F) comprendente, tra l'altro, l'adeguamento del bilancio consolidato ai principi contabili generalmente accettati negli USA *(Generally Accepted Accounting Principles o U.S. GAAP)*. Di seguito sono indicate le informazioni necessarie per adeguare il bilancio consolidato ai principi contabili americani.

Riepilogo delle differenze significative tra gli *IFRS* e gli U.S. GAAP

Il bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2006 è redatto applicando i principi contabili internazionali omologati dalla Commissione Europea (*IFRS*)[11] che differiscono per alcuni aspetti dagli U.S. GAAP. Di seguito sono indicate le differenze significative tra i due principi e i relativi effetti economici e patrimoniali.

A) DEFINIZIONE DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO

La definizione dell'area di consolidamento è indicata nel capitolo "Principi di consolidamento" delle note al bilancio consolidato. In particolare, secondo gli *IFRS*, l'area di consolidamento comprende anche le imprese controllate direttamente o indirettamente dall'impresa consolidante per effetto della disponibilità di voti sufficienti ad esercitare un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria, ma inferiori alla maggioranza. Secondo gli U.S. GAAP, queste partecipazioni sono valutate applicando il metodo del patrimonio netto. Sono escluse dall'area di consolidamento ai fini U.S. GAAP e valutate con il metodo del patrimonio netto la Saipem SpA e le rispettive imprese controllate. La Saipem SpA è controllata da Eni con quote azionarie inferiori alla maggioranza di diritto (43,54%). Nel corso del 2006 Saipem Projects SpA (controllata Saipem SpA al 100%) ha acquistato da Eni SpA il 100% della SnamProgetti SpA che, conseguentemente, è stata esclusa dall'area di consolidamento U.S. GAAP. Ai fini U.S. GAAP, la plusvalenza realizzata da Eni dalla cessione della Snamprogetti è stata rilevata a conto economico.

B) ATTIVITÀ MINERARIA

Esplorazione

Ai fini *IFRS* sono adottati criteri specifici per la rilevazione e valutazione delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. In particolare, i costi di ricerca, compresi quelli relativi ai pozzi esplorativi, sono imputati alla voce "Attività immateriali" per rappresentarne la natura di investimento e sono ammortizzati nel periodo di sostenimento. I costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (*bonus* di firma) sono imputati alla voce "Attività immateriali" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione previsto nel contratto.

Secondo gli U.S. GAAP, i costi relativi ai pozzi esplorativi sono iscritti nelle immobilizzazioni in corso dell'attivo patrimoniale in attesa dell'esito minerario (sforzo coronato da successo). In caso di esito minerario negativo i costi sostenuti sono imputati a conto economico; se si accerta l'esistenza di riserve certe, i costi sostenuti sono ammortizzati dall'inizio della produzione con il metodo dell'unità di prodotto (*UOP*). I costi relativi ai pozzi esplorativi sono classificati "sospesi" se soddisfano i seguenti requisiti: (i) rinvenimento di quantità sufficienti di riserve da giustificare il completamento del pozzo ai fini dell'avvio dell'attività di produzione; (ii) la società sta facendo sufficienti progressi volti a valutare le riserve, l'economicità e la realizzazione operativa del progetto. Gli altri costi di esplorazione sono imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Sviluppo

Per costi di sviluppo si intendono gli investimenti necessari per poter iniziare l'attività di produzione o per poter migliorare il processo di estrazione, trattamento e stoccaggio dei greggi e del gas. I costi sostenuti per il funzionamento e la manutenzione dei pozzi sono imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Secondo gli IFRS, i costi relativi ai pozzi di sviluppo che risultano di esito minerario negativo sono imputati interamente a conto economico come minusvalenze da radiazione. I costi di sviluppo relativi ai pozzi di cui si sia accertato l'esito positivo sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati con il metodo UOP. Secondo gli U.S. GAAP i costi di sviluppo relativi ai pozzi con esito minerario positivo e negativo sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati con il metodo UOP.

C) SVALUTAZIONI E SUCCESSIVE RIVALUTAZIONI DELLE ATTIVITÀ MATERIALI E IMMATERIALI

La recuperabilità del valore di iscrizione delle attività materiali e immateriali a vita utile definita è verificata sia ai fini *IFRS* sia ai fini U.S. GAAP applicando una metodologia analoga, a eccezione dei seguenti aspetti.

Secondo gli *IFRS*, la recuperabilità è verificata direttamente confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il *fair value* al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso determinato attualizzando

(11) Non sussistono significative differenze tra i principi contabili omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB.

i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e dalla sua cessione. Nell'esercizio in cui vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate.
Secondo gli U.S. GAAP, la recuperabilità è verificata in primo luogo confrontando il valore di iscrizione con la somma dei flussi di cassa non attualizzati attesi dall'uso del bene e dalla sua cessione; solo se questi ultimi sono inferiori al valore netto contabile si procede alla svalutazione adeguando il valore iscritto ai flussi di cassa futuri attualizzati. Non sono ammesse rivalutazioni di attività in precedenza svalutate.

D) IMPOSTE SUL REDDITO DIFFERITE E ANTICIPATE
Secondo gli *IFRS*, le imposte dovute in caso di distribuzione o comunque di utilizzo delle riserve di patrimonio netto delle imprese consolidate o valutate con il metodo del patrimonio netto sono accantonate nei limiti in cui se ne prevede il sostenimento.
Gli U.S. GAAP prevedono che le imposte sulle riserve di patrimonio netto siano comunque accantonate indipendentemente dalle previsioni di sostenimento; è tuttavia consentito non accantonare le imposte sulle riserve di imprese estere di cui non si prevede l'utilizzo.
Le rettifiche indicate alla nota n. 37 – Riconciliazione dell'utile e del patrimonio netto determinati applicando gli *IFRS* con quelli determinati secondo gli U.S. GAAP riguardano la rilevazione delle imposte sulle riserve di patrimonio netto, di cui non è previsto l'utilizzo, calcolate avvalendosi della facoltà di esenzione prevista per le imprese estere e le imposte differite o anticipate sulle rettifiche U.S. GAAP.

E) ATTIVITÀ IMMATERIALI
Secondo gli U.S. GAAP, le attività immateriali comprendono l'iscrizione, separatamente dall'avviamento, delle attività associate all'acquisizione di un'impresa derivanti da diritti legali o contrattuali indipendentemente dalla loro trasferibilità. Sono inoltre oggetto di rilevazione separata rispetto all'avviamento le altre attività immateriali acquisite che sono separabili o cedibili singolarmente o in combinazione con altre attività o passività. Queste attività immateriali sono ammortizzate sistematicamente in relazione alla residua possibilità di utilizzazione.
Analoghe disposizioni sono stabilite dai principi contabili *IFRS*. Tuttavia, tenuto conto della circostanza che in sede di prima applicazione degli *IFRS* non è stata riaperta nessuna *business combination*, il valore delle attività immateriali in esame è indicato nella voce "Avviamento".
Secondo gli *IFRS* e gli U.S. GAAP l'avviamento non è oggetto di ammortamento ma è valutato annualmente al fine di definirne l'eventuale svalutazione. L'applicazione del principio ha decorrenza temporale dal 1° gennaio 2002 per gli U.S. GAAP e dal 1° gennaio 2004 per gli *IFRS*. La rettifica indicata alla nota n. 37 – Riconciliazione dell'utile e del patrimonio netto determinati applicando gli *IFRS* con quelli determinati secondo gli U.S. GAAP della "Riconciliazione del patrimonio netto" riguarda lo storno dell'ammortamento dell'avviamento stanziato negli esercizi 2002 e 2003.

F) RIMANENZE
Ai fini U.S. GAAP le rimanenze di greggio, gas naturale e prodotti petroliferi sono rilevate con il metodo *LIFO*.
Ai fini *IFRS* le rimanenze non possono essere rilevate con il metodo *LIFO*.

G) FONDI PER BENEFICI AI DIPENDENTI
Gli *IFRS* e gli U.S. GAAP stabiliscono che le passività relative ai piani a benefici definiti e ai benefici a lungo termine siano determinate sulla base di ipotesi attuariali. È ammesso l'utilizzo del metodo del corridoio, in base al quale gli utili e le perdite attuariali relativi ai piani a benefici definiti derivanti da variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o da modifiche delle condizioni del piano sono rilevati pro quota a conto economico per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al piano, se e nei limiti in cui il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente ecceda il maggiore valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al piano e il 10% del fair value delle attività al suo servizio.
Secondo gli *IFRS*, in applicazione del metodo del corridoio, la passività relativa ai benefici verso i dipendenti rilevata nello stato patrimoniale esclude gli utili e le perdite attuariali non imputati a conto economico. In presenza di attività a servizio del piano, la loro valutazione è effettuata sulla base del loro rendimento atteso.
Secondo gli U.S. GAAP, le attività a servizio del piano sono valutate sulla base del rendimento effettivo. La passività attuariale rilevata nello stato patrimoniale comprende l'intero ammontare di utili e perdite derivanti da modifiche delle ipotesi attuariali; le variazioni della passività connesse con gli utili e le perdite attuariali non imputati a conto economico sono rilevate, al netto del relativo effetto fiscale, in contropartita alla voce del patrimonio netto "Altre componenti dell'utile complessivo"[12].
Negli esercizi successivi, gli utili e le perdite attuariali "sospesi" nella riserva di patrimonio netto sono imputati a conto economico secondo il metodo del corridoio.

(12) La differenza tra IFRS e U.S. GAAP tiene conto dell'adozione dello SFAS 158 "Employers' Accounting for Defined Benefit Pension and Other Postretirement Plans - an amendment of FASB Statements No. 87, 88, 106, and 132 (R)" (SFAS 158); gli effetti dell'adozione dello SFAS 158 sono descritti nel paragrafo "Modifica dei criteri contabili".

[37] Riconciliazione dell'utile e del patrimonio netto determinati applicando gli *IFRS* con quelli determinati secondo gli U.S. GAAP

Di seguito sono indicate le rettifiche dell'utile del 2004, 2005 e 2006 e del patrimonio netto al 31 dicembre 2005 e al 31 dicembre 2006 che sarebbero necessarie qualora venissero applicati gli U.S. GAAP invece degli *IFRS*.

(milioni di euro)	2004	2005	2006
Utile di competenza Eni risultante dal bilancio consolidato secondo gli *IFRS*	**7.059**	**8.788**	**9.217**
Variazione in aumento (diminuzione) dell'utile netto:			
A. effetto delle differenze di principio *IFRS*/U.S. GAAP sulle imprese consolidate secondo gli *IFRS* e valutate secondo il metodo del patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP	(1)		(1)
B. rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	(82)	47	359
C. effetto delle svalutazioni e rivalutazioni delle attività	5		36
D. imposte sul reddito differite e anticipate	(21)	(279)	(120)
E. effetto relativo alle attività associate all'acquisizione di un'impresa (portafoglio clienti)	(5)	(5)	(5)
F. rimanenze	(316)	(956)	267
Plusvalenza da cessione della SnamProgetti SpA alla Saipem Projects SpA			252
Effetto delle differenze di principio *IFRS*/U.S. GAAP sulle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto	34	12	1
Altre rettifiche	(280)	(3)	(4)
Effetto delle rettifiche U.S. GAAP sull'utile di terzi azionisti [a]	8	(21)	3
Rettifiche nette	**(658)**	**(1.205)**	**788**
Utile netto di competenza Eni del periodo secondo gli U.S. GAAP	**6.401**	**7.583**	**10.005**
Utile semplice per azione [b]	1,70	2,02	2,71
Utile diluito per azione [b]	1,70	2,01	2,70
Utile semplice per ADS (calcolato su 2 azioni per ADS) [b]	3,39	4,03	5,41
Utile diluito per ADS (calcolato su 2 azioni per ADS) [b]	3,39	4,03	5,41

(a) La rettifica riguarda la quota di competenza dei terzi azionisti sulle rettifiche da A a F che sono indicate per il 100% anche se riferite a imprese possedute in percentuale inferiore.
(b) Unità di euro.

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Patrimonio netto di competenza Eni risultante dal bilancio consolidato secondo gli *IFRS*	**36.868**	**39.029**
Variazione in aumento (diminuzione) del patrimonio netto [a]:		
A. effetto delle differenze di principio *IFRS*/U.S. GAAP sulle imprese consolidate secondo gli IFRS e valutate secondo il metodo del patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP	37	33
B. rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	2.504	2.672
C. eliminazione delle svalutazioni e rivalutazioni delle attività	230	311
D. imposte sul reddito differite e anticipate	(3.415)	(3.495)
E. avviamento	811	786
E. attività associate all'acquisizione di un'impresa (portafoglio clienti)	(16)	(22)
F. rimanenze	(2.036)	(1.769)
G. fondo per benefici ai dipendenti		(32)
Effetto delle differenze di principio *IFRS*/U.S. GAAP sulle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto	173	169
Altre rettifiche		2
Effetto delle rettifiche U.S. GAAP sul capitale e sulle riserve di terzi [b]	(31)	(28)
Rettifiche nette	**(1.743)**	**(1.373)**
Patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP	**35.125**	**37.656**

(a) Le variazioni in aumento (diminuzione) del patrimonio netto relative alle imprese con bilanci in moneta diversa dall'euro sono convertite in euro al tasso di cambio in essere alla fine di ciascun esercizio.
(b) La rettifica riguarda la quota di competenza dei terzi azionisti sulle rettifiche da A a G che sono indicate per il 100% anche se riferite a imprese possedute in percentuale inferiore.

I valori dello stato patrimoniale che risulterebbero qualora fossero applicati gli U.S. GAAP sono i seguenti:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	1.121	3.685
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	1.484	970
Crediti commerciali e altri crediti	17.971	18.568
Rimanenze	1.929	2.721
Attività per imposte correnti	575	447
Altre attività	387	877
	23.467	**27.268**
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	43.868	42.924
Altre immobilizzazioni		629
Rimanenze immobilizzate scorte d'obbligo	1.462	1.273
Attività immateriali	5.244	6.057
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.589	4.305
Altre partecipazioni	416	353
Altre attività finanziarie	1.105	860
Attività per imposte anticipate	1.847	1.145
Altre attività	979	992
	59.510	**58.538**
TOTALE ATTIVITÀ	**82.977**	**85.806**
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	4.916	4.032
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	809	890
Debiti commerciali e altri debiti	11.552	13.201
Passività per imposte correnti	3.296	2.671
Altre passività	648	720
	21.221	**21.514**
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	7.229	6.646
Fondi per rischi e oneri	7.615	8.553
Fondi per benefici ai dipendenti	939	937
Passività per imposte differite	8.370	8.762
Altre passività	1.015	417
	25.168	**25.315**
TOTALE PASSIVITÀ	**46.389**	**46.829**
PATRIMONIO NETTO		
Capitale e riserve di terzi azionisti	**1.463**	**1.321**
Patrimonio netto di Eni:		
Capitale sociale, interamente versato è rappresentato da 4.005.358.876 azioni del valore nominale di 1 euro (stesso numero 31 dicembre 2005)	4.005	4.005
Altre riserve	27.753	29.020
Utile dell'esercizio	7.583	10.005
Azioni proprie	(4.216)	(5.374)
Totale patrimonio netto di Eni	**35.125**	**37.656**
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**36.588**	**38.977**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**82.977**	**85.806**

I valori relativi alle immobilizzazioni materiali determinati secondo gli U.S. GAAP sono:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Attività materiali al netto delle svalutazioni:		
- Exploration & Production	47.891	47.852
- Gas & Power	21.514	22.304
- Refining & Marketing	9.059	10.939
- Petrolchimica	3.923	3.940
- Ingegneria e Costruzioni	72	
- Altre attività	1.175	1.105
- Corporate e società finanziarie	441	321
- Elisione utili interni	(88)	(56)
	83.987	**86.405**
Fondi ammortamento:		
- Exploration & Production	22.790	24.265
- Gas & Power	7.754	8.204
- Refining & Marketing	5.503	7.111
- Petrolchimica	2.715	2.751
- Ingegneria e Costruzioni	56	
- Altre attività	1.060	1.012
- Corporate e società finanziarie	245	144
- Elisione utili interni	(4)	(6)
	40.119	**43.481**
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	25.101	23.587
- Gas & Power	13.760	14.100
- Refining & Marketing	3.556	3.828
- Petrolchimica	1.208	1.189
- Ingegneria e Costruzioni	16	
- Altre attività	115	93
- Corporate e società finanziarie	196	177
- Elisione utili interni	(84)	(50)
	43.868	**42.924**

Le attività materiali per settore di attività relative all'esercizio 2005 sono state riclassificate sulla base dei nuovi raggruppamenti dei settori. Le riclassifiche hanno riguardato i settori Exploration & Production, Altre attività e Corporate e società finanziarie.
Con riguardo al conto economico, si espongono di seguito l'ammontare dell'utile (perdita) operativo per settore e dell'utile prima delle imposte sul reddito che risulterebbero qualora fossero applicati gli U.S. GAAP:

(milioni di euro)	2004	2005	2006
Utile (perdita) operativo per settore			
Exploration & Production	7.963	12.690	15.784
Gas & Power	3.371	3.237	3.681
Refining & Marketing	811	881	605
Petrolchimica	281	202	216
Ingegneria e Costruzioni	(52)	1	
Altre attività	(406)	(967)	(622)
Corporate e società finanziarie	(229)	(375)	(296)
Elisione utili interni		(141)	(23)
	11.739	**15.528**	**19.345**
Utile prima delle imposte	**12.324**	**16.281**	**20.784**

L'utile (perdita) operativo per settore di attività relativo agli esercizi 2004 e 2005 è stato riclassificato sulla base dei nuovi raggruppamenti dei settori. Le riclassifiche hanno riguardato i settori Exploration & Production, Altre attività e Corporate e società finanziarie.

38 Informazioni supplementari di bilancio richieste dagli U.S. GAAP e dalla SEC

Oneri relativi allo smantellamento e ripristino siti (SFAS 143)

Le variazioni relative alla passività per abbandono delle attività materiali sono le seguenti:

(milioni di euro)	2004	2005	2006
Fondo smantellamento e ripristino siti al 1° gennaio	**1.950**	**1.959**	**2.646**
Incremento per nuove obbligazioni	193	311	12
Oneri operativi	80	106	112
Revisione delle stime precedenti	40	277	1.229
Utilizzo a fronte oneri	(32)	(107)	(112)
Decremento per cessione di attività materiali	(234)		
Differenze di cambio da conversione	(36)	110	(101)
Altre variazioni	(2)	(10)	(16)
Fondo smantellamento e ripristino siti al 31 dicembre	**1.959**	**2.646**	**3.770**

Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP

Le seguenti informazioni sono presentate in applicazione dello Statement of Financial Accounting Standards n. 109 "*Accounting for Income Taxes*".

L'utile prima delle imposte si analizza come segue:

(milioni di euro)	2004	2005	2006
Italia	5.468	4.727	6.190
Estero	6.856	11.554	14.594
	12.324	**16.281**	**20.784**

Le imposte sul reddito sono le seguenti:

(milioni di euro)	2004	2005	2006
Correnti	4.470	7.217	9.130
Differite	1.112	1.116	1.354
	5.582	**8.333**	**10.484**

La riconciliazione tra le imposte calcolate applicando l'aliquota teorica italiana, determinata applicando l'aliquota del 33% (Ires) all'utile prima delle imposte e del 4,25% (Irap) al valore netto della produzione, come previsto dalla normativa italiana, e le imposte risultanti dall'applicazione degli U.S. GAAP è la seguente:

(milioni di euro)	2004	2005	2006
Utile prima delle imposte secondo gli U.S. GAAP	**12.324**	**16.281**	**20.784**
Aliquota fiscale teorica (%)	38,3	37,9	37,6
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP calcolate applicando l'aliquota fiscale teorica	**4.714**	**6.176**	**7.812**
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota fiscale teorica:			
- maggiore (minore) incidenza fiscale delle imprese estere	835	1.946	2.770
- imposte sulle riserve distribuibili	446	252	11
- differenze permanenti	(143)	131	(75)
- rivalutazione di imposte anticipate	(218)	(52)	(20)
- beneficio derivante da norme tributarie agevolative	(8)	(11)	(14)
- altre motivazioni	(44)	(109)	
	5.582	**8.333**	**10.484**

PASSIVITÀ NETTE PER IMPOSTE DIFFERITE

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti eccedenti	6.006	6.932
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	3.212	3.223
- costi per smantellamento e ripristino siti	376	724
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	690	522
- differenza rispetto al patrimonio netto contabile su acquisti di partecipazioni consolidate	485	431
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	245	232
- svalutazioni eccedenti di crediti	84	85
- fondo per rischi e oneri eccedenti	50	47
- plusvalenze a tassazione differita	34	23
- altre	775	805
	11.957	**13.024**
Imposte sul reddito anticipate:		
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.949)	(2.555)
- rivalutazione dei beni a norma delle leggi n. 342/2000 e n. 448/2001	(1.186)	(1.028)
- ammortamenti non deducibili	(904)	(749)
- perdite fiscali portate a nuovo	(510)	(337)
- svalutazioni di attività e rimanenze non deducibili	(135)	(120)
- oneri su partecipazioni non deducibili	(237)	(67)
- altre	(1.062)	(927)
	(5.983)	**(5.783)**
a dedurre:		
- svalutazione delle imposte sul reddito anticipate	549	376
	(5.434)	**(5.407)**
Passività nette per imposte differite	**6.523**	**7.617**

La svalutazione delle imposte sul reddito anticipate di 376 milioni di euro (549 milioni di euro al 31 dicembre 2005) riguarda le perdite fiscali che si ritiene di non poter utilizzare a fronte di utili futuri e le differenze temporanee attive che si ritiene di non poter recuperare.

PERDITE FISCALI

Le perdite fiscali potenzialmente utilizzabili sono le stesse di quelle indicate ai fini *IFRS* (nota n. 22 – Passività per imposte differite) salvo quelle relative alle imprese escluse dall'area di consolidamento U.S. GAAP.

Partecipazioni

Al 31 dicembre 2005 e 2006, il valore delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto rispettivamente di 4.589 e di 4.305 milioni di euro comprende la Saipem SpA che è quotata nella Borsa italiana. Di seguito è riportato il valore di mercato.

	Numero di azioni Eni	*Equity ratio* (%)	Prezzo delle azioni (euro)	Valore di mercato (milioni di euro)
31 dicembre 2005				
Saipem SpA	189.423.307	43,26	13,79	2.613
31 dicembre 2006				
Saipem SpA	189.423.307	43,54	19,71	3.734

Nel 2004, nel 2005 e nel 2006 la Saipem SpA è inclusa nell'area di consolidamento ai fini del bilancio *IFRS* ed è valutata con il metodo del patrimonio netto ai fini U.S. GAAP. Di seguito sono riportate alcune informazioni di bilancio relative a Saipem SpA e sue controllate. Le informazioni sono riportate al 100% e non in quota Eni e, nell'esercizio 2006, comprendono anche la

SnamProgetti SpA che è stata acquistata da Saipem nel corso del 2006 (v. nota 36 - Adeguamento del bilancio consolidato di Eni ai principi contabili generalmente accettati negli USA (U.S. GAAP) - punto A) Definizione dell'area di consolidamento). I dati di seguito indicati sono riferiti al bilancio consolidato Saipem.

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Totale attivo	5.968	9.531
- corrente	3.101	6.087
- non corrente	2.867	3.444
Totale passivo	4.325	7.946
- corrente	3.633	6.664
- non corrente	692	1.282

(milioni di euro)	2004	2005	2006
Ricavi	4.306	4.528	7.517
Risultato operativo	328	365	599
Utile netto	235	255	384

Concentrazioni e stime significative

Le seguenti informazioni sono presentate sulla base delle previsioni dello Statement of Position 94 - 6 Disclosure of Certain Significant Risks and Uncertainties.

NATURA DELLE OPERAZIONI

Eni è una società energetica integrata; opera nelle attività del petrolio e del gas naturale, della generazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e costruzioni.

EXPLORATION & PRODUCTION: attraverso la Divisione Exploration & Production e le società controllate operanti nel settore, Eni svolge attività di ricerca e produzione di idrocarburi in Italia, Africa Settentrionale (Algeria, Egitto, Libia e Tunisia), Africa Occidentale (Angola, Congo, Nigeria), Mare del Nord (Norvegia e Regno Unito), America Latina (Venezuela), nei territori dell'ex Unione Sovietica (principalmente Kazakhstan), negli USA (nel Golfo del Messico e in Alaska) e in Asia (principalmente in Arabia Saudita, Cina, India, Iran, Indonesia e Pakistan). Il 68% della produzione venduta di petrolio e condensati è destinato al settore Refining & Marketing di Eni e il 40% della produzione venduta di gas naturale è destinato al settore Gas & Power di Eni.
Eni dispone di un sistema di stoccaggio costituito da otto giacimenti semiesauriti di gas utilizzati per la modulazione dell'offerta a fronte delle escursioni stagionali della domanda (il gas naturale viene stoccato durante l'estate e utilizzato durante l'inverno), per la sicurezza delle forniture quale la riserva strategica e per il supporto alla produzione nazionale tramite lo stoccaggio minerario. Gli *asset* di stoccaggio sono di proprietà della Stoccaggi Gas Italia (100% Eni), costituita in attuazione del D.Lgs. 164/2000 di liberalizzazione del mercato italiano del gas.

GAS & POWER: Eni opera nel settore dell'approvvigionamento, trasporto e vendita di gas naturale in Italia e all'estero attraverso la Divisione Gas & Power, nata dall'incorporazione nel 2002 della Snam SpA in Eni SpA, e le società controllate operanti nel settore.
Il 92% del fabbisogno totale di gas naturale è acquistato all'estero (Algeria, Russia, Paesi Bassi e Norvegia) in base a contratti di lungo termine contenenti clausole di *take-or-pay* e trasportato in Italia attraverso una rete internazionale di gasdotti dello sviluppo di oltre 4.300 chilometri nella quale Eni detiene diritti di trasporto. La parte restante degli approvvigionamenti di gas naturale è costituito, pressoché esclusivamente, da gas di produzione nazionale proveniente dal settore Exploration & Production di Eni. Eni attraverso una rete di gasdotti in Italia lunga circa 30.800 chilometri (pari a circa il 96% della Rete Nazionale di Gasdotti) fornisce gas naturale alle aziende di distribuzione locale di gas (mercato civile), all'industria e al settore termoelettrico. La rete di gasdotti utilizzata da Eni in Italia è di proprietà della controllata Snam Rete Gas (quota Eni 53,39%), società quotata presso la Borsa italiana, che svolge attività di trasporto di gas naturale anche per conto di altri operatori del settore e che è stata costituita in attuazione delle norme contenute nel D.Lgs. 164/2000 di liberalizzazione del mercato italiano del gas. Eni gestisce direttamente circa 5 milioni di clienti del mercato civile e della piccola industria in Italia. Attraverso Italgas (Eni 100%), Eni è attiva nella distribuzione del gas naturale in Italia mediante una rete dello sviluppo di circa 48 mila chilometri.
Eni opera nella distribuzione e vendita al dettaglio di gas naturale all'estero in Argentina attraverso la Distribuidora de Gas Cuyana, in Ungheria attraverso la Tigaz e in Slovenia attraverso l'Adriaplin.
Il D.Lgs. 164/2000 ha dettato le norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un forte impatto sull'operatività di Eni che è presente in tutte le attività della catena gas. Gli aspetti salienti del decreto sono i seguenti:
- l'apertura totale del mercato dal 2003;

- l'imposizione, fino al 31 dicembre 2010, di limiti dimensionali agli operatori commisurati a una quota percentuale dei consumi nazionali di gas naturale fissata rispettivamente: (i) nel 75%, a decorrere dal 1° gennaio 2002, per le immissioni nella rete nazionale di gasdotti di gas naturale d'importazione o di produzione nazionale destinato alla vendita; tale percentuale si riduce di 2 punti percentuali in ciascun anno successivo al 2002, fino a raggiungere il 61% nel 2009; (ii) nel 50%, a decorrere dal 1° gennaio 2003, per le vendite ai clienti finali. Le suddette percentuali sono calcolate al netto della quota di autoconsumi e, per le vendite, anche delle perdite di sistema. Nel 2006 la presenza Eni in Italia è risultata entro i detti limiti;
- la determinazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle tariffe per il trasporto, lo stoccaggio, l'utilizzo dei terminali di GNL e la distribuzione;
- l'obbligo di consentire l'accesso dei terzi al sistema di trasporto di gas naturale secondo un regime regolato.

Eni, attraverso EniPower SpA (Eni 100%), è responsabile dello sviluppo del *business* elettrico e possiede le centrali elettriche situate presso i siti Eni di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi e Ferrara con una potenza installata a fine esercizio di 4,5 gigawatt e una produzione venduta di 24,82 terawattora nel 2006. Il fabbisogno di gas e olio combustibile delle centrali di EniPower è acquistato internamente.

REFINING & MARKETING: Eni svolge attività di raffinazione e distribuzione di prodotti petroliferi principalmente in Italia e in Europa attraverso la Divisione Refining & Marketing, nata dall'incorporazione nel 2002 dell'AgipPetroli SpA in Eni SpA, e le società controllate operanti nel settore. Eni è il maggiore operatore in Italia in termini di capacità complessiva di raffinazione. Il petrolio approvvigionato è acquistato per circa il 56% dal settore Exploration & Production di Eni e per la parte residua dai paesi produttori con contratti a termine (28%) e sul mercato spot (16%). Circa il 58% del petrolio approvvigionato è destinato alla lavorazione.
Il 35,9% del petrolio lavorato è di produzione del settore Exploration & Production di Eni.

PETROLCHIMICA: attraverso la Polimeri Europa SpA e le società controllate operanti nel settore (Eni 100%), Eni opera nei *business* olefine, aromatici, intermedi, stirenici, polietilene ed elastomeri. Le attività produttive sono concentrate in Italia, con ulteriori attività soprattutto in Europa Occidentale. Il 23% del fabbisogno di materie prime petrolifere utilizzate dagli impianti petrolchimici è fornito dal settore Refining & Marketing di Eni.

INGEGNERIA E COSTRUZIONI: attraverso la Saipem SpA (quota Eni 43%), società quotata presso la Borsa italiana, e le controllate operanti nel settore, Eni opera nel settore dei servizi di costruzione e di perforazione per l'industria petrolifera, nonché nel campo della fornitura di servizi di ingegneria e *project management* per l'industria petrolifera e petrolchimica. Il 20% del portafoglio ordini al 31 dicembre 2006 riguarda lavori commissionati da Eni.

Costi esplorativi sospesi

A partire dal 1° gennaio 2005, l'Eni ha adottato la Position FAS 19-1 *"Accounting for Suspended Well Costs" (FSP 19-1)*, che modifica lo *Statement of Financial Accounting Standards No. 19 (FAS 19) "Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies"*. A seguito dell'adozione del *FSP* 19-1, i costi di perforazione esplorativa sono temporaneamente capitalizzati in attesa di determinare la certezza delle riserve del pozzo, a condizione che: (a) sia stato individuato un volume di riserve tale da giustificare il completamento del pozzo ai fini dell'avvio dell'attività di produzione; (b) l'impresa dimostri di progredire nella valutazione delle riserve e nella fattibilità economica e tecnica del progetto. Qualora entrambe le condizioni non sono verificate o le informazioni in possesso dell'impresa fanno emergere ragionevoli dubbi sulla sussistenza delle condizioni economiche e tecniche per la fattibilità del progetto, i costi sostenuti sono svalutati integralmente e imputati a conto economico al netto di eventuali valori di realizzo. Il *FSP* 19-1 fornisce una serie di indicatori per dimostrare un sufficiente progresso nella valutazione delle riserve e nella fattibilità economica e tecnica del progetto, tra i quali: (i) il sostenimento dei costi per valutare le riserve e il loro potenziale sviluppo; (ii) l'esistenza di contratti (o attive negoziazioni) per la vendita di petrolio e gas naturale; (iii) l'esistenza di piani di sviluppo, tempistiche o impegni contrattuali, che possono includere anche rilevazioni sismografiche e attività di perforazioni di ulteriori pozzi esplorativi. L'ammontare dei costi esplorativi sospesi si analizza come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Costi dei pozzi esplorativi capitalizzati al 1° gennaio	513	551
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe	128	384
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesati nell'esercizio	(96)	(64)
Riclassifica a impianti e macchinari a seguito della determinazione delle riserve certe	(67)	(45)
Cessioni	(1)	(3)
Differenze cambio da conversione	74	(71)
Costi dei pozzi esplorativi capitalizzati al 31 dicembre	551	752

I pozzi in quota Eni e i costi dei pozzi esplorativi capitalizzati si analizzano per anno di completamento come segue:

	2005		2006	
	Milioni di euro	n. di pozzi in quota Eni	Milioni di euro	n. di pozzi in quota Eni
Minore di 1 anno	148	9,35	360	15,54
da 1 a 3 anni	323	24,09	272	13,71
da 3 a 8 anni	80	5,53	120	11,27
	551	**38,97**	**752**	**40,52**

I pozzi in quota Eni e i costi dei pozzi esplorativi capitalizzati si analizzano per tipologia di progetto come segue:

	2005		2006	
	Milioni di euro	n. di pozzi in quota Eni	Milioni di euro	n. di pozzi in quota Eni
Progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	**148**	**9,35**	**360**	**15,54**
Progetti con attività esplorativa in corso o pianificata con certezza	**344**	**21,21**	**307**	**15,18**
Progetti con attività esplorativa già sottoscritta o programmata:				
- progetti con perforazione esplorativa in programma	159	9,37	186	9,79
- altre attività esplorative	185	11,84	121	5,39
Progetti con attività esplorativa completata:	**59**	**8,41**	**85**	**9,80**
- progetti che stanno progredendo verso l'avvio delle attività di commercializzazione/*sanction*	45	6,22	63	7,00
- progetti in attesa di finalizzazione delle infrastrutture di sviluppo	14	2,19	22	2,80
Numero dei pozzi alla fine dell'esercizio	**551**	**38,97**	**752**	**40,52**

Nel 2006 sono stati sospesi costi per 752 milioni di euro, di cui 360 relativi a 15,54 pozzi in quota Eni ultimati da meno di un anno. I restanti 392 milioni di euro sono relativi a 24,98 pozzi in quota Eni ultimati da più di un anno, di cui il 78% è associato a progetti con attività esplorativa in corso.

Modifica dei criteri contabili

A partire dal 31 dicembre 2006, Eni applica lo *Statement of Financial Accounting Standard n. 158 "Employer's Accounting for Defined Benefit Pension and Other Postretirement Plants - an amendment of FASB Statemets n. 87, 88, 106, and 132 (R)"* (SFAS 158) in base al quale il fondo per benefici ai dipendenti rilevato nello stato patrimoniale rappresenta l'intero ammontare della passività attuariale, ossia comprensiva degli utili e delle perdite derivanti da modifiche delle ipotesi attuariali. Gli utili e le perdite attuariali non rilevati a conto economico sono imputati, al netto del relativo effetto fiscale, ad incremento/decremento della riserva di patrimonio netto "Altre componenti dell'utile complessivo". Negli esercizi successivi, gli utili e le perdite attuariali "sospesi" nella riserva di patrimonio netto sono imputati a conto economico secondo il metodo del corridoio.

Gli effetti dell'applicazione dello SFAS 158 si analizzano come segue:

(milioni di euro)	
Perdite attuariali nette al 31 dicembre 2005	128
Perdite attuariali imputate a conto economico nel 2006	(28)
Variazione perdite attuariali nette	(65)
Variazione dell'area di consolidamento	(3)
Perdite attuariali nette al 31 dicembre 2006	32

Le perdite attuariali che saranno imputate a conto economico nel 2007 ammontano a 3 milioni di euro.

Principi contabili di recente emanazione

Nel giugno 2006 il FASB ha emanato l'Interpretazione n. 48 *"Accounting for uncertainty in income taxes"* (FIN 48) che definisce i criteri per la rilevazione e valutazione dei benefici fiscali dell'impresa (cd "posizioni fiscali") che presentano gradi di incertezza in merito alla loro effettiva realizzazione. In particolare, le disposizioni della FIN 48 stabiliscono la rilevazione in bilancio degli effetti positivi delle posizioni fiscali individuate esclusivamente nei casi in cui la loro effettiva realizzazione è considerata "più probabile che non". Il valore del beneficio fiscale iscrivibile in bilancio corrisponde al maggiore ammontare che si prevede di realizzare con una probabilità cumulata superiore al 50%. Le eventuali differenze tra la posizione fiscale assunta in sede di dichiarazione dei redditi e l'ammontare rilevato in bilancio rappresentano passività da rilevare in bilancio. L'applicazione delle disposizioni è chiesta a partire dall'esercizio 2007.

Nel settembre 2006 il FASB ha emanato lo *Statement of Financial Accounting Standard n. 157 "Fair value measurement"* (SFAS 157). Lo SFAS 157 stabilisce i principi di riferimento da adottare nei casi in cui gli U.S. GAAP prevedano la valutazione di attività e passività al *fair value*. Secondo lo SFAS 157, il fair value è determinato privilegiando le assunzioni utilizzate dagli operatori di mercato piuttosto che quelle interne dell'impresa. L'utilizzo di assunzioni interne è ammesso esclusivamente nel caso in cui non esistano informazioni agevolmente reperibili sul mercato; pertanto in loro presenza l'impresa adegua le assunzioni interne a quelle di mercato. Lo SFAS 157 definisce una "gerarchia" di *fair value*, articolata su tre livelli, basata sulle caratteristiche degli *input* utilizzati in sede di determinazione del valore. L'applicazione delle disposizioni è chiesta a partire dall'esercizio 2008.

Nel febbraio 2007 il FASB ha emanato lo *Statement of Financial Accounting Standard n. 159 "The Fair Value Option for Financial Assets and Financial Liabilities including an amendment of FASB Statement n. 115"* (SFAS 159). Lo SFAS 159, al fine di consentire una valutazione omogenea di attività e passività tra loro collegate, riducendo la volatilità dei risultati economici, prevede la facoltà di valutare alcuni strumenti, finanziari e non, al *fair value* (cd. *fair value option*). La decisione di adottare la *"fair value option"* è irrevocabile. L'applicazione delle disposizioni è chiesta a partire dall'esercizio 2008.

Eni sta analizzando i nuovi principi e allo stato attuale non è in grado di valutare se l'adozione delle nuove disposizioni avrà un impatto significativo sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico del Gruppo secondo gli U.S. GAAP.

Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni sono presentate in accordo con lo Statement of Financial Accounting Standards n. 69 "*Disclosures about Oil and Gas Producing Activities*". Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

COSTI CAPITALIZZATI

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [b]	Totale
31.12.2005								
Attività relative a riserve certe [a]	9.756	9.321	8.733	8.350	9.463	45.623	435	46.058
Attività relative a riserve probabili e possibili	33	197	134	413	1.265	2.042	55	2.097
Attrezzature di supporto e altre attività	253	1.385	272	33	93	2.036	9	2.045
Immobilizzazioni in corso	657	638	728	221	1.895	4.139	53	4.192
Costi capitalizzati lordi	**10.699**	**11.541**	**9.867**	**9.017**	**12.716**	**53.840**	**552**	**54.392**
Fondi ammortamento e svalutazione	(6.888)	(5.113)	(5.193)	(4.619)	(4.697)	(26.510)	(316)	(26.826)
Costi capitalizzati netti	**3.811**	**6.428**	**4.674**	**4.398**	**8.019**	**27.330**	**236**	**27.566**
31.12.2006								
Attività relative a riserve certe [a]	10.780	9.335	8.476	8.790	9.424	46.805	436	47.241
Attività relative a riserve probabili e possibili	33	132	385	460	1.106	2.116	35	2.151
Attrezzature di supporto e altre attività	287	1.238	451	33	98	2.107	8	2.115
Immobilizzazioni in corso	655	599	812	300	2.248	4.614	51	4.665
Costi capitalizzati lordi	**11.755**	**11.304**	**10.124**	**9.583**	**12.876**	**55.642**	**530**	**56.172**
Fondi ammortamento e svalutazione	(7.184)	(5.403)	(5.402)	(5.345)	(5.187)	(28.521)	(311)	(28.832)
Costi capitalizzati netti	**4.571**	**5.901**	**4.722**	**4.238**	**7.689**	**27.121**	**219**	**27.340**

(a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati per pozzi e impianti relativi alle riserve certe.
(b) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari relativi alle società in *joint venture* e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

COSTI SOSTENUTI

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [b]	Totale
2004								
Costi di ricerca	64	104	71	66	194	499		499
Costi di sviluppo [a]	431	965	881	391	1.407	4.075		4.075
Totale costi sostenuti	**495**	**1.069**	**952**	**457**	**1.601**	**4.574**		**4.574**
2005								
Acquisizioni di riserve certe	19		16		99	134		134
Acquisizioni di riserve probabili e possibili	13		44		99	156		156
Costi di ricerca	45	153	75	127	264	664	18	682
Costi di sviluppo [a]	644	960	909	528	1.396	4.437	31	4.468
Totale costi sostenuti	**721**	**1.113**	**1.044**	**655**	**1.858**	**5.391**	**49**	**5.440**
2006								
Acquisizioni di riserve certe	139	10				149		149
Acquisizioni di riserve probabili e possibili					3	3		3
Costi di ricerca	128	270	471	174	305	1.348	26	1.374
Costi di sviluppo [a]	1.120	893	963	538	1.365	4.879	31	4.910
Totale costi sostenuti	**1.387**	**1.173**	**1.434**	**712**	**1.673**	**6.379**	**57**	**6.436**

(a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati relativi all'abbandono delle attività secondo lo SFAS 143 "*Accounting for asset retirement obligations*" per 233 milioni di euro nel 2004, 588 milioni di euro nel 2005 e 1.241 milioni di euro nel 2006.
(b) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari relativi alle socità in *joint venture* e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

RISULTATI DELLE ATTIVITÀ DI ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, incluso il servizio per la modulazione dell'offerta di gas a fronte delle escursioni stagionali della domanda, derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di *holding* e, quindi, non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel paese in cui l'impresa opera all'utile ante imposte derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei *Production Sharing Agreement* (*PSA*) dove l'onere tributario viene assolto dal *partner* a controllo statale in nome e per conto di Eni a valere sulle quota di Profit oil. I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate (b)	Totale
2004								
Ricavi:								
- vendite a imprese consolidate	2.633	1.868	2.762	2.083	508	9.854		9.854
- vendite a terzi	148	1.364	306	709	2.086	4.613		4.613
Totale ricavi	**2.781**	**3.232**	**3.068**	**2.792**	**2.594**	**14.467**		**14.467**
Costi operativi	(223)	(292)	(322)	(405)	(289)	(1.531)		(1.531)
Imposte sulla produzione	(118)	(91)	(379)	(13)	(163)	(764)		(764)
Costi di ricerca	(57)	(47)	(71)	(93)	(155)	(423)		(423)
Ammortamenti e svalutazioni (a)	(489)	(437)	(482)	(687)	(849)	(2.944)		(2.944)
Altri (oneri) proventi	(98)	(368)	(216)	97	(208)	(793)		(793)
Effetto dell'attualizzazione (SFAS 143)	(37)	(5)	(17)	(15)	(6)	(80)		(80)
Totale risultato ante imposte delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.759**	**1.992**	**1.581**	**1.676**	**924**	**7.932**		**7.932**
Imposte sul risultato	(632)	(994)	(945)	(948)	(305)	(3.824)		(3.824)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.127**	**998**	**636**	**728**	**619**	**4.108**		**4.108**
2005								
Ricavi:								
- vendite a imprese consolidate	3.133	2.813	4.252	2.707	828	13.733		13.733
- vendite a terzi	161	2.579	394	889	2.883	6.906	106	7.012
Totale ricavi	**3.294**	**5.392**	**4.646**	**3.596**	**3.711**	**20.639**	**106**	**20.745**
Costi operativi	(261)	(390)	(363)	(417)	(338)	(1.769)	(16)	(1.785)
Imposte sulla produzione	(157)	(98)	(513)	(15)	(207)	(990)	(3)	(993)
Costi di ricerca	(32)	(59)	(38)	(125)	(181)	(435)	(30)	(465)
Ammortamenti e svalutazioni (a)	(512)	(711)	(632)	(710)	(1.007)	(3.572)	(58)	(3.630)
Altri (oneri) proventi	(205)	(400)	(176)	55	(251)	(977)	7	(970)
Effetto dell'attualizzazione (SFAS 143)	(45)	(9)	(15)	(31)	(6)	(106)		(106)
Totale risultato ante imposte delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**2.082**	**3.725**	**2.909**	**2.353**	**1.721**	**12.790**	**6**	**12.796**
Imposte sul risultato	(762)	(2.197)	(1.818)	(1.386)	(580)	(6.743)	(19)	(6.762)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.320**	**1.528**	**1.091**	**967**	**1.141**	**6.047**	**(13)**	**6.034**
2006								
Ricavi:								
- vendite a imprese consolidate	3.601	4.185	4.817	3.295	973	16.871		16.871
- vendite a terzi	184	3.012	967	983	2.594	7.740	120	7.860
Totale ricavi	**3.785**	**7.197**	**5.784**	**4.278**	**3.567**	**24.611**	**120**	**24.731**
Costi operativi	(249)	(496)	(475)	(481)	(338)	(2.039)	(18)	(2.057)
Imposte sulla produzione	(181)	(95)	(475)		(82)	(833)	(3)	(836)
Costi di ricerca	(70)	(101)	(90)	(100)	(193)	(554)	(9)	(563)
Ammortamenti e svalutazioni (a)	(454)	(869)	(778)	(755)	(1.015)	(3.871)	(42)	(3.913)
Altri (oneri) proventi	(287)	(569)	(195)	44	(343)	(1.350)	7	(1.343)
Effetto dell'attualizzazione (SFAS 143)	(34)	(12)	(12)	(40)	(14)	(112)		(112)
Totale risultato ante imposte delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**2.510**	**5.055**	**3.759**	**2.946**	**1.582**	**15.852**	**55**	**15.907**
Imposte sul risultato	(928)	(2.979)	(2.094)	(1.821)	(600)	(8.422)	(31)	(8.453)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.582**	**2.076**	**1.665**	**1.125**	**982**	**7.430**	**24**	**7.454**

(a) Include svalutazioni di attività per 300 milioni di euro nel 2004, 147 milioni di euro nel 2005 e 134 milioni di euro nel 2006.
(b) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari relativi alle società in *joint venture* e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

RISERVE DI PETROLIO E GAS NATURALE

Le riserve certe di petrolio e di gas rappresentano le quantità stimate di greggio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato, cioè ai prezzi e costi alla data in cui viene fatta la valutazione. I prezzi tengono conto solo delle variazioni previste dai contratti ma non degli aumenti dovuti a situazioni future. Le riserve certe non comprendono la quota di riserve e le *royalty* di spettanza di terzi.

Le riserve certe sviluppate di petrolio e gas sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite pozzi, *facility* e metodi operativi esistenti.

Le riserve certe non sviluppate di petrolio e gas sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite nuovi pozzi e infrastrutture su aree non perforate o tramite pozzi esistenti, per i quali sia richiesta una spesa relativamente consistente per la loro messa in produzione.

Le riserve di petrolio e di gas naturale attese attraverso l'iniezione di liquidi o con altre tecniche atte a migliorare il recupero primario sono incluse nelle riserve certe dopo aver verificato, attraverso la produzione o progetti pilota, il buon esito degli interventi effettuati.

Le definizioni utilizzate da Eni per le riserve certe di petrolio e gas rispecchiano le regole specifiche fissate dalla *U.S. Securities and Exchange Commission nella Rule 4-10 of Regulation S-X*; le riserve certe sono rappresentate in base allo *Statement of Financial Accounting Standard* n. 69. Le valutazioni relative alle riserve certe, sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2003, 2004, 2005 e 2006 sono basate su dati elaborati da Eni. Dal 1991 Eni fa eseguire a rotazione da società di ingegneri petroliferi indipendenti una valutazione[13] delle proprie riserve certe di idrocarburi. In particolare nel 2006 sono state oggetto di valutazione riserve certe di complessivi 1,4 miliardi di boe, pari a circa il 21% delle riserve al 31 dicembre 2006. Le risultanze hanno confermato sostanzialmente, come in passato, le valutazioni interne. Nel triennio 2004-2006 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 76% del totale delle riserve certe.

Eni opera tramite *Production Sharing Agreement* (*PSA*) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai *PSA* sono stimate in funzione dei costi da recuperare (*Cost oil*) e del *Profit oil* di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai *PSA* rappresentano il 51%, il 48% e il 53% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2004, 2005 e 2006. Effetti analoghi a quelli dei *PSA* si producono nei contratti di *Service* e *buy-back*; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 3%, il 2% e il 2% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2004, 2005 e 2006.

Sono incluse nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (*Excess Cost Oil*) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di *PSA*. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano l'1,4%, l'1,7% e l'1,1% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2004, 2005 e 2006; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) i volumi di gas naturale presenti nei campi di stoccaggio di Eni in Italia. Le riserve di gas in questi campi sono costituite dalle riserve residue di giacimento e dai volumi di gas immessi in periodi successivi provenienti da altri campi di proprietà di Eni. Non sono inclusi i volumi di terzi o acquistati da terzi. Il gas prelevato dagli stoccaggi risulta prodotto e quindi dedotto dai volumi delle riserve certe quando venduto.

I metodi di valutazione delle riserve certe e di previsione dei tassi futuri di produzione e del tempo di realizzazione degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di aleatorietà. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono richiedere delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che alla fine saranno effettivamente prodotti.

Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali per area geografica delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2004, 2005 e 2006.

(13) Dal 1991 al 2002 DeGolyer and MacNaughton, e, a partire dal 2003, anche da Ryder Scott Company.

PETROLIO (COMPRESI CONDENSATI E LIQUIDI DI GAS NATURALE)

(milioni di barili)

Riserve certe di petrolio	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Riserve società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [a]	Totale
Riserve al 31.12.2003	**252**	**1.080**	**1.038**	**529**	**1.239**	**4.138**		**4.138**
Revisioni di precedenti stime	(1)	(22)	44	12	(18)	15		15
Miglioramenti di recupero		11	48	4		63		63
Estensioni e nuove scoperte	4	20	34	4	144	206		206
Produzione	(30)	(94)	(104)	(74)	(75)	(377)		(377)
Cessioni		(2)	(4)	(25)	(6)	(37)		(37)
Riclassifica dei dati 2004 relativi a società in *joint venture* e collegate		(26)	(9)		(1)	(36)	36	
Riserve al 31.12.2004	**225**	**967**	**1.047**	**450**	**1.283**	**3.972**	**36**	**4.008**
Acquisizioni	2		6		47	55		55
Revisioni di precedenti stime	33	36	(47)	27	(88)	(39)	(9)	(48)
Miglioramenti di recupero		43	29		15	87		87
Estensioni e nuove scoperte		26	14	21	16	77		77
Produzione	(32)	(111)	(113)	(65)	(83)	(404)	(2)	(406)
Riserve al 31.12.2005	**228**	**961**	**936**	**433**	**1.190**	**3.748**	**25**	**3.773**
Revisioni di precedenti stime [b]	15	61	(85)	20	53	64	1	65
Miglioramenti di recupero		49	41		14	104	1	105
Estensioni e nuove scoperte		30	11		62	103		103
Produzione	(28)	(119)	(117)	(65)	(61)	(390)	(3)	(393)
Cessioni [c]				(2)	(170)	(172)		(172)
Riserve al 31.12.2006	**215**	**982**	**786**	**386**	**1.088**	**3.457**	**24**	**3.481**

(milioni di barili)

Riserve certe sviluppate di petrolio	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Riserve società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [a]	Totale
Riserve al 31.12.2003	173	640	560	464	610	2.447		2.447
Riserve al 31.12.2004	174	655	588	386	668	2.471		2.471
Riserve al 31.12.2005	149	697	568	353	564	2.331	19	2.350
Riserve al 31.12.2006	136	713	546	329	402	2.126	18	2.144

(a) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari relativi alle società in *joint venture* e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.
(b) Include l'effetto della rideterminazione delle quote di spettanza Eni nella concessione Val d'Agri in Italia.
(c) Include 170 milioni di barili riguardanti la soluzione unilaterale da parte di PDVSA dell'OSA relativa al campo Dación.

GAS NATURALE

(milioni di metri cubi)

Riserve certe di gas naturale	Italia [a]	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Riserve certe società consolidate	Riserve certe società in *joint venture* e collegate [b]	Totale
Riserve al 31.12.2003	**117.966**	**154.822**	**46.897**	**62.941**	**127.301**	**509.927**		**509.927**
Revisioni di precedenti stime	2.992	23.016	3.653	2.151	2.388	34.200		34.200
Miglioramenti di recupero			289			289		289
Estensioni e nuove scoperte	824	11.876		1.079	6.292	20.071		20.071
Produzione	(11.586)	(6.983)	(1.874)	(6.241)	(8.581)	(35.265)		(35.265)
Cessioni	(2.072)	(16)		(1.841)	(3.273)	(7.202)		(7.202)
Riclassifica dei dati 2004 relativi a società in *joint venture* e collegate		(601)	(43)		(3.798)	(4.442)	4.442	
Riserve al 31.12.2004	**108.124**	**182.114**	**48.922**	**58.089**	**120.329**	**517.578**	**4.442**	**522.020**
Acquisizioni	1.797		226		6.266	8.289		8.289
Revisioni di precedenti stime	4.506	(171)	(251)	(531)	(10.377)	(6.824)	(1.352)	(8.176)
Miglioramenti di recupero		324				324		324
Estensioni e nuove scoperte	23	1.049	8.750	1.407	1.589	12.818		12.818
Produzione	(10.348)	(10.108)	(1.977)	(6.193)	(7.968)	(36.594)	(558)	(37.152)
Riserve al 31.12.2005	**104.102**	**173.208**	**55.670**	**52.772**	**109.839**	**495.591**	**2.532**	**498.123**
Acquisizioni				123		123		123
Revisioni di precedenti stime	1.012	4.385	842	1.500	6.504	14.243	(187)	14.056
Estensioni e nuove scoperte	545	4.139	971	36	3.729	9.420	8	9.428
Produzione	(9.637)	(13.352)	(2.900)	(6.171)	(8.643)	(40.703)	(430)	(41.133)
Cessioni				(208)		(208)		(208)
Riserve al 31.12.2006	**96.022**	**168.380**	**54.583**	**48.052**	**111.429**	**478.466**	**1.923**	**480.389**

(milioni di metri cubi)

Riserve certe sviluppate di gas naturale	Italia [a]	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Riserve certe società consolidate	Riserve certe società in *joint venture* e collegate [b]	Totale
Riserve al 31.12.2003	83.996	27.226	24.520	58.754	95.008	289.504		289.504
Riserve al 31.12.2004	80.719	49.833	26.154	52.249	88.409	297.364		297.364
Riserve al 31.12.2005	76.549	86.652	36.533	42.026	74.231	315.991	1.971	317.962
Riserve al 31.12.2006	69.360	86.126	40.975	39.513	74.094	310.068	1.349	311.417

(a) I dati al 31 dicembre 2003, 2004, 2005, 2006 comprendono rispettivamente, 21.144, 20.875, 21.521 e 21.341 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.
(b) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari relativi alle società in *joint venture* e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

VALORE *STANDARD* DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando i prezzi di fine anno dell'olio e del gas alla stima delle produzioni future delle riserve certe. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore *standard* è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione *standard* del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I flussi di cassa futuri al 31 dicembre 2004, 2005 e 2006 includono i corrispettivi che la Divisione Gas & Power di Eni e altre società di trasporto e vendita di gas terze sostengono per assicurarsi i servizi di stoccaggio necessari al soddisfacimento della domanda di flessibilità del mercato.
I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.
Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei paesi nei quali Eni opera.
Il valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole dello *Statement of Financial Accounting Standard n. 69*. Il valore *standard* non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti le attività di esplorazione e produzione.

Il valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Riserve società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate (a)	Totale
31.12.2004								
Entrate di cassa future	**28.582**	**40.373**	**28.395**	**20.435**	**32.619**	**150.404**		**150.404**
Costi futuri di produzione	(3.635)	(7.237)	(6.664)	(5.082)	(4.858)	(27.476)		(27.476)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.210)	(4.073)	(1.873)	(1.419)	(2.873)	(12.448)		(12.448)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**22.737**	**29.063**	**19.858**	**13.934**	**24.888**	**110.480**		**110.480**
Imposte su reddito future	(7.599)	(11.487)	(10.949)	(8.824)	(6.736)	(45.595)		(45.595)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**15.138**	**17.576**	**8.909**	**5.110**	**18.152**	**64.885**		**64.885**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(6.006)	(7.592)	(3.267)	(1.350)	(9.412)	(27.627)		(27.627)
Valore *standard* attualizzato dei flussi di cassa futuri	**9.132**	**9.984**	**5.642**	**3.760**	**8.740**	**37.258**		**37.258**
31.12.2005								
Entrate di cassa future	36.203	66.100	45.952	30.835	50.590	229.680	1.055	230.735
Costi futuri di produzione	(4.609)	(10.030)	(9.604)	(5.632)	(6.399)	(36.274)	(226)	(36.500)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.936)	(3.960)	(2.594)	(1.774)	(4.059)	(15.323)	(89)	(15.412)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**28.658**	**52.110**	**33.754**	**23.429**	**40.132**	**178.083**	**740**	**178.823**
Imposte sul reddito future	(9.890)	(22.744)	(21.056)	(15.225)	(12.097)	(81.012)	(187)	(81.199)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**18.768**	**29.366**	**12.698**	**8.204**	**28.035**	**97.071**	**553**	**97.624**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.643)	(12.095)	(4.122)	(2.155)	(15.705)	(41.720)	(182)	(41.902)
Valore *standard* attualizzato dei flussi di cassa futuri	**11.125**	**17.271**	**8.576**	**6.049**	**12.330**	**55.351**	**371**	**55.722**
31.12.2006								
Entrate di cassa future	43.495	64.381	34.935	24.821	48.591	216.223	1.038	217.261
Costi futuri di produzione	(6.086)	(9.707)	(8.028)	(6.426)	(5.915)	(36.162)	(224)	(36.386)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(6.739)	(5.383)	(2.865)	(2.265)	(4.576)	(21.828)	(79)	(21.907)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**30.670**	**49.291**	**24.042**	**16.130**	**38.100**	**158.233**	**735**	**158.968**
Imposte sul reddito future	(10.838)	(24.639)	(14.141)	(10.901)	(11.473)	(71.992)	(227)	(72.219)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**19.832**	**24.652**	**9.901**	**5.229**	**26.627**	**86.241**	**508**	**86.749**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(11.493)	(10.631)	(2.994)	(1.392)	(16.504)	(43.014)	(154)	(43.168)
Valore *standard* attualizzato dei flussi di cassa futuri	**8.339**	**14.021**	**6.907**	**3.837**	**10.123**	**43.227**	**354**	**43.581**

(a) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari relativi alle società in *joint venture* e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

VARIAZIONI DEL VALORE *STANDARD* DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

Di seguti sono riportate le variazioni del valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2004, 2005 e 2006.

(milioni di euro)	**2004**	**2005**	**2006**
Valore all'inizio dell'esercizio	**31.264**	**37.258**	**55.722**
- valore all'inizio dell'esercizio relativo a società in *joint venture* e collegate [a]		(357)	(371)
Valore all'inizio dell'esercizio relativo a società consolidate	**31.264**	**36.901**	**55.351**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a società consolidate, al netto dei costi di produzione	(12.172)	(17.880)	(21.739)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	13.031	33.372	4.097
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	2.806	3.527	3.629
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.437)	(3.654)	(6.964)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	4.229	3.865	3.558
- revisioni delle quantità stimate	1.658	47	383
- effetto dell'attualizzazione	5.328	6.573	9.489
- variazione netta delle imposte sul reddito	(4.805)	(17.327)	3.060
- acquisizioni di riserve		977	10
- cessioni di riserve	(727)		(1.252)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	83	8.950	(6.395)
Saldo aumenti (diminuzioni)	**5.994**	**18.450**	**(12.124)**
Valore alla fine dell'esercizio relativo a società consolidate	**37.258**	**55.351**	**43.227**
Valore alla fine dell'esercizio relativo a società in *joint venture* e collegate		371	354
Valore alla fine dell'esercizio	**37.258**	**55.722**	**43.581**

(a) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari relativi alle società in *joint venture* e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

Relazione della Società di revisione

PRICEWATERHOUSECOOPERS

PricewaterhouseCoopers SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 156 DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58

Agli Azionisti della
Eni SpA

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dei movimenti del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni SpA e sue controllate ("Gruppo Eni") chiuso al 31 dicembre 2006. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli amministratori della Eni SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Per il giudizio relativo al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 28 aprile 2006.

3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato della Eni SpA al 31 dicembre 2006 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto ed i flussi di cassa del Gruppo Eni per l'esercizio chiuso a tale data.

Milano, 3 maggio 2007

PricewaterhouseCoopers SpA

A. Giussani

Alberto Giussani
(Revisore contabile)

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. 3.754.400,00 Euro i.v., C.F. e P. IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n. 43 dell'Albo Consob - Altri Uffici: **Bari** 70125 Viale della Repubblica 110 Tel. 0805429863 - **Bologna** 40122 Via delle Lame 111 Tel. 051526611 - **Brescia** 25124 Via Cefalonia 70 Tel. 0302219811 - **Firenze** 50129 Viale Milton 65 Tel. 0554627100 - **Genova** 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01029041 - **Napoli** 80121 Piazza dei Martiri 30 Tel. 0817644441 - **Padova** 35137 Largo Europa 16 Tel. 0498762677 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521242848 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10129 Corso Montevecchio 37 Tel. 011556771 - **Trento** 38100 Via Manzoni 16 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040348078 1 - **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - **Verona** 37122 Corso Porta Nuova 125 Tel. 0458002561



RELAZIONI E BILANCIO DI ESERCIZIO DI ENI S.P.A. 2006

Relazione sulla gestione

ANDAMENTO OPERATIVO

■ Divisione Exploration & Production

☐ Riserve certe di idrocarburi

Al 31 dicembre 2006 le riserve certe di idrocarburi di Eni SpA sono 606 milioni di barili di petrolio equivalente (boe) con una diminuzione rispetto al 31 dicembre 2005 di 54 milioni di boe.

La riduzione delle riserve di gas naturale di 45 milioni di boe è dovuta essenzialmente alla produzione dell'anno (57 milioni di boe) i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla revisione in aumento di precedenti stime di 9 milioni di boe (in particolare nei giacimenti Monte Alpi Enoc unificato, Torrente Tona Gas, Spilamberto e Annabella) e da nuove scoperte ed estensioni di 3 milioni di boe.

La riduzione delle riserve di petrolio e condensati di 9 milioni di barili è dovuta alla produzione dell'anno (22 milioni di barili) parzialmente compensata dalla revisione in aumento di precedenti stime (principali giacimenti Monte Alpi Enoc unificato e Cerro Falcone nella concessione Val d'Agri al netto della rideterminazione delle quote di spettanza Eni delle riserve nella stessa concessione[1].

RISERVE CERTE DI IDROCARBURI

				Variazione	
		2005	2006	assoluta	%
Gas naturale [(a)]	(milioni di boe)	475	430	(45)	(9,5)
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	185	176	(9)	(4,9)
Idrocarburi	(milioni di boe)	**660**	**606**	**(54)**	**(8,2)**

(1) A completamento del processo di unificazione delle due concessioni Grumento Nova e Volturino nella concessione Val d'Agri, i *partner* della *joint venture* hanno rideterminato le quote di spettanza delle riserve idrocarburi presenti nella concessione unificata.
(a) Il gas naturale è convertito in boe utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615.

☐ Portafoglio minerario

Al 31 dicembre 2006 il portafoglio minerario di Eni SpA sul territorio nazionale consiste in 37 permessi di esplorazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 8.202 chilometri quadrati (11.353 chilometri quadrati al 31 dicembre 2005) e 117 concessioni di coltivazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 11.631 chilometri quadrati (12.700 al 31 dicembre 2005). Le diminuzioni sono connesse al rilascio di permessi e concessioni.

☐ Produzioni

Nel 2006 la produzione di idrocarburi è stata di 79,9 milioni di boe (87,7 nel 2005) corrispondenti alla produzione giornaliera di 218.956 boe (240.251 nel 2005).

La produzione di gas naturale (9,1 miliardi di metri cubi) è diminuita di 0,9 miliardi di metri cubi, pari al 9%, a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi situati nell'*offshore* adriatico (in particolare Angela/Angelina, Porto Garibaldi-Agostino, Porto Corsini e Barbara) e ionico (Luna), solo parzialmente compensati da attività di ottimizzazione della produzione.

La produzione di petrolio e condensati (24,1 milioni di barili) è diminuita di 2,2 milioni di barili, pari al 8,4%, a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi (in particolare Villafortuna/Trecate) e della fermata del giacimento Aquila per interventi di riparazione e adeguamento sull'impianto di produzione, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla crescita produttiva in Val d'Agri.

■ Divisione Gas & Power

□ Approvvigionamenti di gas naturale

					Variazione	
miliardi di metri cubi A 38.100 KJoule	2005	%	2006	%	assoluta	%
Produzione nazionale Divisione E&P	9,64	14,0	8,76	12,1	(0,88)	(9,1)
Acquisti Italia	1,09	1,6	1,45	2,0	0,36	33,0
Italia	**10,73**	**15,5**	**10,21**	**14,1**	**(0,52)**	**(4,8)**
Russia	21,03	30,4	21,30	29,4	0,27	1,3
Algeria	19,58	28,3	18,84	26,0	(0,74)	(3,8)
Paesi Bassi	8,29	12,0	10,28	14,2	1,99	24,0
Norvegia	5,78	8,4	5,92	8,2	0,14	2,4
Croazia	0,43	0,6	0,86	1,2	0,43	100,0
Libia	0,77	1,1	1,07	1,5	0,30	39,0
Altri	0,35	0,5	0,73	1,0	0,38	108,6
Algeria (LNG)	1,45	2,1	1,58	2,2	0,13	9,0
Altri (LNG)	0,69	1,0	1,57	2,2	0,88	127,5
Estero	**58,37**	**84,5**	**62,15**	**85,9**	**3,78**	**6,5**
Totale approvvigionamenti	**69,10**	**100,0**	**72,36**	**100,0**	**3,26**	**4,7**
Prelievi da stoccaggio	0,84		(3,01)		(3,85)	(458,3)
Perdite di rete e differenza di misura	(0,44)		(0,27)		0,17	(38,6)
Disponibilità per la vendita	**69,50**		**69,08**		**(0,42)**	**(0,6)**

Nel 2006 sono stati approvvigionati dalla Divisione G&P (escluse le società partecipate) 72,36 miliardi di metri cubi di gas naturale con un aumento di 3,26 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari al 4,7%. I volumi di gas approvvigionati dall'estero (62,15 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'85,9% del totale (84,5% nel 2005).
Gli approvvigionamenti dall'estero sono aumentati di 3,78 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari al 6,5%, per effetto principalmente dei maggiori acquisti da Paesi Bassi, da altri fornitori di LNG e dalla Croazia, quest'ultima per l'inizio delle forniture dai nuovi giacimenti nell'*offshore* adriatico, nonché per le maggiori forniture di gas libico non destinate ai contratti di vendita di lungo termine (0,3 miliardi di metri cubi). In flessione le forniture dall'Algeria (-0,74 miliardi di metri cubi).

Gli approvvigionamenti di provenienza nazionale (10,21 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 0,52 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari al 4,8%, a seguito della flessione della produzione del settore Exploration & Production.
Nel 2006 le immissioni, al netto dei prelievi presso il sistema di stoccaggio di Stoccaggi Gas Italia SpA e in Austria e Francia, sono stati di 3 miliardi di metri cubi (contro 0,84 miliardi di metri cubi prelevati nel 2005) che, tenuto conto delle perdite e differenze di misura (0,27 miliardi di metri cubi), hanno portato la disponibilità complessiva per la vendita a 69,08 miliardi di metri cubi, con una leggera flessione di 0,42 miliardi di metri cubi, pari allo 0,6%, rispetto al 2005.

TAKE-OR-PAY

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo termine, in particolare del mercato italiano, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali. In particolare a seguito dell'accordo strategico firmato con Gazprom in data 14 novembre ed entrato in vigore il 1 febbraio 2007, Eni ha prolungato i contratti di approvvigionamento con Gazprom export fino al 2035 portando la durata residua media di portafoglio a circa 23 anni. I contratti in essere, che prevedono clausole *take-or-pay*, assicureranno dal 2010 circa 62,4 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel lungo termine *trend* sfavorevoli nell'andamento della domanda e dell'offerta di gas in Italia, anche a seguito dell'eventuale realizzazione di tutti gli investimenti annunciati in nuove infrastrutture di approvvigionamento, nonché l'evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono elementi di rischio per l'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti di *take-or-pay*.

☐ Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2005	2006	Variazione assoluta	Variazione %
Grossisti	13,26	13,31	0,05	0,4
Gas release	1,95	2,00	0,05	2,6
Clienti finali	37,3	35,67	(1,63)	(4,4)
Industriali	12,95	13,10	0,15	1,2
Termoelettrici	17,6	16,67	(0,93)	(5,3)
Residenziali	6,75	5,90	(0,85)	(12,6)
Italia	**52,51**	**51,14**	**(1,37)**	**(2,6)**
Resto d'Europa	**11,45**	**11,97**	**0,52**	**4,5**
Totale vendite a terzi	**63,96**	**62,95**	**(1,01)**	**(1,6)**
Vendite a società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA	**5,54**	**6,13**	**0,59**	**10,6**
TOTALE	**69,5**	**69,08**	**(0,42)**	**(0,6)**

La suddivisione per tipologia di cliente indicata nella tabella si basa sulla tipologia contrattuale e perciò non coincide con la suddivisione delle vendite a clienti grossisti e finali, di cui all'art. 2.1 lettere a) e b) del D.Lgs. 164/2000.

Nel 2006 le vendite di gas naturale a terzi (62,95 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 1,01 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari al 1,6 %.

In un contesto di mercato sempre più competitivo, le vendite di gas naturale in Italia (50,98 miliardi di metri cubi) sono diminuite rispetto al 2005 di 1,53 miliardi di metri cubi, pari al 2,9%, a seguito: della flessione delle vendite ai clienti finali del settore termoelettrico (0,93 miliardi di metri cubi, pari al 5,3%) e residenziali (0,85 miliardi di metri cubi, pari al 12,6 % principalmente per effetto climatico). Questi decrementi sono stati parzialmente assorbiti dall'incremento registrato nei settori industriale (0,15 miliardi di metri cubi, pari al 1,2%) e grossisti (0,05 miliardi di metri cubi, pari allo 0,4%).

Le vendite per *Gas release*[1] (2 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,05 miliardi di metri cubi.

Le vendite nel resto d'Europa (11,97 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,52 miliardi di metri cubi, pari al 4,5%, a seguito essenzialmente degli incrementi registrati: (i) in Germania e in Austria (0,84 miliardi di metri cubi) in relazione alla crescita delle forniture a clienti grossisti e altri clienti industriali; (ii) in Francia (0,42 miliardi di metri cubi), in relazione alla crescita delle forniture a clienti industriali. Questi incrementi sono in parte assorbiti dalla riduzione delle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a importatori italiani del settore (-0,25 miliardi di metri cubi) connessa all'entrata a regime delle vendite di gas libico da parte della controllata Eni North Africa BV.

(1) Nel giugno 2004 è stata concordata con l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato la cessione da parte di Eni, al punto di entrata di Tarvisio della rete nazionale di gasdotti, di un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas naturale (2,3 miliardi di metri cubi l'anno) nei quattro anni termici del periodo 1° ottobre 2004 - 30 settembre 2008.

Gli autoconsumi[2] (6,1 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,59 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari al 10,6%, per effetto essenzialmente dei maggiori volumi forniti a EniPower in relazione all'entrata in esercizio di nuova capacità produttiva.

■ Divisione Refining & Marketing

□ Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2006 sono state acquistate 63,20 milioni di tonnellate di petrolio (63,01 milioni nel 2005), di cui 36,81 milioni dal settore Exploration & Production, 18,16 milioni dai paesi produttori con contratti a termine e 8,23 milioni sul mercato *spot*. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 22% dall'Africa Occidentale, 22% dall'Africa Settentrionale, 15% dal Mare del Nord, 14% dai paesi dell'ex CSI, 15% dal Medio Oriente, 7% dall'Italia e 5% da altre aree. Sono state commercializzate 32.95 milioni di tonnellate di petrolio[3] con un aumento di 0,83 milioni di tonnellate rispetto al 2005, pari al 2,6%. Sono state acquistate inoltre: (i) 9,18 milioni di tonnellate di prodotti (8,84 milioni nel 2005) destinati alla vendita sul mercato italiano (4,61 milioni di tonnellate), a completamento delle disponibilità di produzione, e sui mercati esteri (4,57 milioni di tonnellate); (ii) 3,18 milioni di tonnellate di semilavorati (3,58 milioni nel 2005) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione.

APPROVVIGIONAMENTI DI GREGGI

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2005	2006	assoluta	%
Produzione Eni estero	32,86	32,76	(0,10)	(0,3)
Produzione Eni nazionale	4,44	4,05	(0,39)	(8,8)
Totale produzione Eni	**37,3**	**36,81**	**(0,49)**	**(1,3)**
Acquisti *spot*	11,78	8,23	(3,55)	(30,1)
Contratti a termine	13,93	18,16	4,23	30,4
	63,01	**63,20**	**(0,19)**	**0,3**

■ Trasporto via mare

Il trasporto via mare di petrolio e di prodotti petroliferi è stato effettuato con 30 navi noleggiate con contratti a tempo (*time charter*) e con 415 navi noleggiate con contratti a viaggi singoli (contratti *spot*). Sono state movimentate 28,5 milioni di tonnellate di petrolio (27,4 milioni di tonnellate nel 2005), di cui 4,3 milioni per conto terzi e circa 15,5 milioni di tonnellate di prodotti petroliferi, di cui 3,4 milioni per conto terzi. I trasporti con l'utilizzo di navi *time charter* hanno riguardato 16,7 milioni di tonnellate di petrolio e 12,3 milioni di tonnellate di prodotti.

Intensa l'attività di selezione della qualità delle navi utilizzate per il trasporto (*vetting*) con l'obiettivo di mantenere elevato lo *standard* qualitativo. L'età media della flotta impiegata per i contratti internazionali è pari a 3,7 anni.

In un contesto di mercato dei noli caratterizzato da una forte volatilità e da tariffe elevate, il ricorso ai contratti di noleggio *time charter* con termini temporali più estesi ha consentito di ottenere vantaggi di costo rispetto ai contratti *spot*.

▒ Raffinazione

Nel 2006 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia (33,35 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,87 milioni di tonnellate rispetto al 2005, pari al 2,5%, a seguito delle minori lavorazioni sulle raffinerie di Sannazzaro e Livorno per effetto dell'attività di manutenzione; queste riduzioni sono state in parte compensate dalle maggiori lavorazioni su Venezia e Gela. In diminuzione anche le lavorazioni sulle raffinerie di terzi in particolare sulla Erg Raffinerie Mediterranee a causa dell'incidente occorso a fine aprile.

(2) Ai sensi dell'art. 19 comma 4 del D.Lgs. 164/2000, le quantità di gas autoconsumato direttamente dall'impresa o da società controllate sono escluse dal calcolo dei tetti sulle vendite ai clienti finali e sulle immissioni nella rete nazionale di gasdotti ai fini della vendita in Italia.

(3) La Divisione Refining & Marketing acquista circa i due terzi dell'intera produzione venduta di greggi e condensati della Divisione Exploration & Production e delle società del settore e vende sul mercato i greggi e i condensati che per l'area geografica di produzione o per le loro caratteristiche non è economico utilizzare nelle proprie raffinerie.

Le lavorazioni complessive (in conto proprio e in conto terzi) sulle raffinerie di proprietà sono state di 27,17 milioni di tonnellate (27,34 milioni nel 2005) con il pieno utilizzo della capacità bilanciata, analogamente al 2005. Il 37,9% del petrolio lavorato (11,43 milioni di tonnellate) è di produzione Eni (33,9% nel 2005).

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI PETROLIFERI

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2005	2006	assoluta	%
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	27,34	27,17	(0,17)	(0,6)
Lavorazioni in conto terzi	(1,70)	(1,53)	0,17	(10,0)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	8,58	7,71	(0,87)	(10,1)
Lavorazioni in conto proprio	**34,22**	**33,35**	**(0,87)**	**(2,5)**
Consumi e perdite	(1,65)	(1,30)	0,35	(21,2)
Prodotti disponibili da lavorazioni in Italia	**32,57**	**32,05**	**(0,52)**	**(1,6)**
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	8,68	9,13	0,45	5,2
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,25)	(0,25)	0,00	0,0
Prodotti venduti in Italia e all'estero	**41,00**	**40,93**	**(0,07)**	**(0,2)**

PRODUZIONI IN CONTO PROPRIO PER PRODOTTO

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	2005	2006	assoluta	%
Gasolio	12,72	12,44	(0,28)	(2,2)
Benzine	8,19	7,89	(0,30)	(3,7)
Olio Combustibile	4,78	4,54	(0,24)	(5,0)
Jet Fuel	1,25	1,35	0,10	8,0
Virgin nafta	1,29	1,57	0,28	21,7
Basi Lubrificanti	0,65	0,55	(0,10)	(15,4)
GPL	0,50	0,57	0,07	14,0
Altri	3,19	3,14	(0,05)	(1,6)
Totale	**32,57**	**32,05**	**(0,52)**	**(1,6)**

☐ Distribuzione di prodotti petroliferi

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO

(milioni di tonnellate)	2005	2006	Variazione assoluta	Variazione %
Rete	8,75	8,66	(0,09)	(1,0)
Extrarete	4,43	4,24	(0,19)	(4,3)
	13,18	**12,90**	**(0,28)**	**(2,1)**
Vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA	8,79	7,66	(1,13)	(12,9)
Altre vendite [a]	5,9	7,35	1,45	24,6
Petrolchimica	3,05	2,58	(0,47)	(15,4)
Vendite in Italia	**30,92**	**30,49**	**(0,43)**	**(1,4)**
Vendite a terzi estero	7,48	7,15	(0,33)	(4,4)
Vendite a società del Gruppo all'estero	2,60	3,29	0,69	26,5
Vendite in Italia e all'estero	**41,00**	**40,93**	**(0,07)**	**(0,2)**

(a) Comprende i carburanti per bunkeraggio e le vendite a società petrolifere.

Le vendite di prodotti petroliferi (40,93 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,07 milioni di tonnellate, pari allo 0,2%, a seguito della flessione delle vendite sulla rete ed extrarete (complessivamente 0,28 milioni di tonnellate), alle minori vendite nel settore petrolchimico (-0,47 milioni di tonnellate), all'Agip Fuel (-0,45 milioni di tonnellate) e alle minori vendite a terzi estero (0,33 milioni di tonnellate) parzialmente compensate dalle maggiori vendite alle società petrolifere e a *trader* in Italia (1,45 milioni di tonnellate).

Vendite rete Italia

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia (8,66 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 90 mila tonnellate, pari all'1,1%, a seguito essenzialmente della maggiore pressione competitiva.

La quota di mercato è in flessione di 0,4 punti percentuali, passando dal 29,7 al 29,3%; l'erogato medio a marchio Agip è diminuito dell'1,8%, rispetto al 2005 (da 2.509 a 2.463 mila litri).

Al 31 dicembre 2006 la rete di distribuzione è costituita da 4.356 stazioni di servizio, di cui circa il 77% di proprietà, con un incremento di 7 unità rispetto al 31 dicembre 2005 per effetto dell'apertura di nuove stazioni di servizio (20 unità) e del saldo positivo tra stipula/risoluzione di contratti di convenzionamento (11 unità), parzialmente compensati dalla chiusura di impianti a basso erogato (21 unità) e dalla perdita di 3 concessioni autostradali.

VENDITE SUL MERCATO RETE

(milioni di tonnellate)	2005	2006	Variazione assoluta	Variazione %
Gasolio	4,92	5,09	0,17	3,5
Benzine	3,64	3,38	(0,26)	(7,1)
GPL	0,19	0,18	(0,01)	(5,3)
Lubrificanti	0,01	0,01	0,00	0,0
Totale	**8,75**	**8,66**	**(0,09)**	**(1,0)**
Numero stazioni di servizio	4.349	4.356	7	0,2

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (4,24 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 190 mila tonnellate rispetto al 2005, pari al 4,3%, a seguito essenzialmente delle minori vendite di olio combustibile per effetto del processo di progressiva sostituzione con il gas naturale nell'alimentazione delle centrali termoelettriche.

Le vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA in Italia di 7,66 milioni di tonnellate (8,79 milioni nel 2005) hanno riguardato in particolare le forniture: (i) all'AgipFuel SpA (5,43 milioni di tonnellate), che vende ai grandi e piccoli rivenditori e ai consumatori; (ii) alla Raffineria di Gela SpA (1,35 milioni di tonnellate); (iii) all'EniPower SpA (0,65 mila tonnellate).

Le altre vendite (7,35 milioni di tonnellate) sono aumentate di 1,45 milioni di tonnellate, pari al 24,6%, a seguito delle maggiori vendite ad altre società petrolifere, in particolare alla IP (1,3 milioni di tonnellate) in forza del contratto di somministrazione stipulato all'atto della cessione della stessa, e ai *trader*.

Le vendite alla Petrolchimica in Italia (2,58 milioni di tonnellate) sono diminuite di 470 mila tonnellate, pari al 15,4%, in relazione in particolare all'incidente occorso alla raffineria Erg di Priolo.

■ Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici sono analizzati nella tabella seguente:

			Variazione	
(milioni di euro)	2005	2006	assoluta	%
Divisione Exploration & Production	402	**583**	181	45,0
Divisione Gas & Power	9	**10**	1	11,1
Divisione Refining & Marketing	439	**463**	22	5,0
Corporate	49	**35**	(14)	(28,6)
Investimenti tecnici	**899**	**1.091**	**192**	**21,4**

Gli investimenti tecnici della Divisione Exploration & Production (583 milioni di euro) riguardano essenzialmente le attività di sviluppo (326 milioni di euro; 341 nel 2005), l'attività esplorativa (106 milioni di euro; 43 nel 2005) e l'acquisizione di diritti minerari (139 milioni di euro).

Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di *sidetrack* e di *infilling* (Barbara D/H, Daria, Anemone, Annabella Basil per il gas; Rospo per il petrolio); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione e di adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (iii) l'avanzamento dei progetti di sviluppo di Tea/Lavanda/Arnica, Candela e Miglianico.

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato prevalentemente le aree padano-appenniniche e *l'offshore* siciliano e adriatico. Sono stati perforati 8 pozzi di cui 4 conclusi nell'anno. L'attività esplorativa ha dato esito positivo con i seguenti pozzi mineralizzati a gas: (i) Longanesi 1 (Eni 100%) nell'*onshore* dell'Emilia Romagna; (ii) Benedetta 1 Dir (Eni 100%) nell'*offshore* adriatico; (iii) Argo 1 (Eni 60%) nell'*offshore* siciliano.

Gli investimenti per acquisizione di diritti minerari hanno riguardato la concessione Val d'Agri.

Gli investimenti tecnici della Divisione Gas & Power (10 milioni di euro) hanno riguardato la fase realizzativa di un sistema di riparazione di condotte sottomarine.

Gli investimenti tecnici della Divisione Refining & Marketing (463 milioni di euro) hanno riguardato principalmente: (i) la raffinazione (288 milioni di euro), essenzialmente per il miglioramento della flessibilità del sistema e delle rese degli impianti, tra cui la realizzazione di una nuova unità di *hydrocracking* presso la raffineria di Sannazzaro, la logistica (19 milioni di euro) e gli interventi per il rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (71 milioni di euro); (ii) la rete di distribuzione di prodotti petroliferi (124 milioni di euro), riferiti in particolare alla ristrutturazione, al potenziamento e alla realizzazione di nuovi impianti (85 milioni di euro), nonchè al rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (30 milioni di euro); (iii) il GPL (22 milioni di euro). Gli investimenti complessivi in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 111 milioni di euro (24% del totale).

Gli investimenti tecnici della Corporate (35 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente infrastrutture informatiche.

Ricerca scientifica e tecnologica

Riorganizzazione dell'attività di ricerca scientifica e tecnologica

Il 17 luglio 2006 è stato stipulato l'atto di fusione di EniTecnologie SpA in Eni con l'obiettivo di conseguire una maggiore integrazione della ricerca scientifica e tecnologica con le attività di *business*. L'operazione ha determinato la rilevazione di un disavanzo di fusione di 2 milioni di euro, iscritto in bilancio a riduzione della riserva disponibile, derivante dalla differenza tra il valore contabile della partecipazione nell'EniTecnologie SpA di 31 milioni di euro e il patrimonio netto contabile della stessa al 1° gennaio 2006 (data di efficacia contabile della fusione) di 29 milioni di euro.

I costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 142 milioni di euro (177 milioni di euro nel 2005), di cui 78 riferiti alla Divisione Exploration & Production, 44 alla Divisione Refining & Marketing e 7 alla Corporate.
Informazioni sui principali temi e sui risultati della ricerca sono indicati nel capitolo "Ricerca scientifica e tecnologica" della relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

Fondo speciale rotativo per l'innovazione Tecnologica – FIT (Legge 17 febbraio 1982 n. 46, art.14 – 18)

Il Ministero delle attività produttive ha riconosciuto a Eni SpA agevolazioni finanziarie per alcuni progetti di ricerca attuati o in corso di attuazione. In ottemperanza a quanto previsto dall'art. 8 degli appositi decreti di concessione, sono indicati di seguito i costi sostenuti fino al 31 dicembre 2006 a fronte di ciascun programma di ricerca per i quali è stato già ottenuto, o richiesto agli enti competenti, il riconoscimento dell'agevolazione:

(migliaia di euro)

Programma di ricerca	Numero e data del decreto del Ministero delle attività produttive	Costi
Metodi avanzati per il monitoraggio della subsidenza e la modellizzazione dei giacimenti	180 del 4/10/2002	2.365
Acquisizione sismica ad alta risoluzione	181 del 4/10/2002	2.597
Applicazioni di geoscienze su HPC	310 del 18/12/2002	4.530
Sviluppi e metodologie innovative per la migrazione 3D e l'inversione dei dati sismici	311 del 18/12/2002	2.298
Fluidi di perforazione per *Advanced Wells*	368 del 16/5/2003	964
Geosteering	611 del 20/11/2003	13.375

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

Signori Azionisti, il bilancio dell'esercizio 2006 (bilancio separato di Eni SpA) che sottoponiamo alla Vostra approvazione chiude con l'utile netto di 5.821 milioni di euro e, secondo le disposizioni dell'art. 4, comma 1 del D.Lgs. 28 febbraio 2005 n. 38, è il primo redatto in conformità ai principi contabili internazionali (IFRS) omologati dalla Commissione europea.
Al fine di consentire un confronto omogeneo, il conto economico, lo stato patrimoniale e il rendiconto finanziario al 31 dicembre 2005 sono stati oggetto di adeguamento ai nuovi principi contabili internazionali (v. la sezione "Effetti derivanti dall'applicazione dei principi contabili internazionali" delle Note al bilancio di esercizio).
L'utile netto dell'esercizio 2006 di 5.821 milioni di euro diminuisce di 221 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente per effetto essenzialmente della riduzione dell'utile operativo della Divisione Refining & Marketing (1.481 milioni di euro), dovuto principalmente alla variazione negativa dell'utile/perdita di magazzino (1.251 milioni di euro). Questo effetto negativo è in parte compensato: (i) dall'aumento dell'utile operativo delle Divisioni Exploration & Production (374 milioni di euro), Gas & Power (270 milioni di euro) e Corporate (71 milioni di euro); (ii) dalle minori imposte sul reddito (208 milioni di euro); (iii) dai maggiori proventi netti su partecipazioni (179 milioni di euro) connessi essenzialmente ai maggiori dividendi percepiti (532 milioni di euro), alle maggiori plusvalenze conseguite nella cessione/conferimento di partecipazioni (308 milioni di euro), parzialmente assorbiti dalla circostanza che nell'esercizio 2005 vennero rilevate maggiori riprese di valore di partecipazioni (666 milioni di euro). L'utile netto a valori correnti di 5.939 milioni di euro, ottenuto eliminando l'effetto dell'utile/perdita di magazzino, aumenta di 569 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

☐ Conto economico

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Ricavi			
Ricavi della gestione caratteristica	44.794	52.987	8.193
Altri ricavi e proventi	231	186	(45)
Totale ricavi	**45.025**	**53.173**	**8.148**
Costi operativi			
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(39.537)	(48.248)	(8.711)
di cui oneri non ricorrenti	*(290)*	*(164)*	*126*
Costo lavoro	(780)	(932)	(152)
Ammortamenti e svalutazioni	(872)	(829)	43
Utile operativo	**3.836**	**3.164**	**(672)**
Proventi (oneri) finanziari netti	**(29)**	**35**	**64**
Proventi netti su partecipazioni	**3.606**	**3.785**	**179**
Utile prima delle imposte	**7.413**	**6.984**	**(429)**
Imposte sul reddito	**(1.371)**	**(1.163)**	**208**
Utile netto	**6.042**	**5.821**	**(221)**
Esclusione (utile)/perdite di magazzino [1]	(672)	118	790
Utile netto a valori correnti [1]	**5.370**	**5.939**	**569**

(1) L'utile netto a valori correnti deriva dal raffronto tra i ricavi e i costi correnti dei prodotti venduti con esclusione perciò dell'utile o della perdita di magazzino che deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo, al netto del relativo effetto fiscale.

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Divisione E&P	3.098	3.520	422
Divisione G&P	16.608	20.085	3.477
Divisione R&M	27.777	32.560	4.783
Corporate	542	554	12
Elisioni	(3.231)	(3.732)	(501)
	44.794	**52.987**	**8.193**

I ricavi della Divisione Exploration & Production (3.520 milioni di euro) sono aumentati di 422 milioni di euro, pari al 13,6%, a seguito essenzialmente dell'incremento del prezzo di vendita in euro del gas naturale (+28,4%) e del greggio (+19,8%), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dalla riduzione dei volumi venduti di idrocarburi di 7,8 milioni di boe (da 85,4 a 77,6 milioni di boe) connessa principalmente al declino dei campi maturi.

I ricavi della Divisione Gas & Power (20.085 milioni di euro) sono aumentati di 3.477 milioni di euro, pari al 20,9%, a seguito essenzialmente dell'incremento dei prezzi medi di vendita del gas connesso all'andamento dei parametri energetici di riferimento, in parte assorbito dagli effetti derivanti dall'applicazione delle delibere successive alla 248/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Questi effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi venduti di 0,4 miliardi di metri cubi (da 69,5 a 69,1 miliardi di metri cubi), pari allo 0,6%. Le minori vendite effettuate in Italia (-0,9 miliardi di metri cubi), anche in conseguenza dell'andamento climatico, sono state parzialmente compensate dall'incremento dei volumi di gas venduti all'estero (0,5 miliardi di metri cubi) essenzialmente riferito al mercato tedesco, francese e austriaco.

I ricavi della Divisione Refining & Marketing (32.560 milioni di euro) sono aumentati di 4.783 milioni di euro, pari al 17,2%, a seguito essenzialmente dell'incremento delle quotazioni internazionali dei greggi e dei prodotti petroliferi (Brent 19,7%, benzine 18,9% e gasolio 11,5%).

I ricavi della Corporate (554 milioni di euro) sono aumentati di 12 milioni di euro, pari al 2,2%, di cui 23 milioni di euro riferiti essenzialmente a servizi forniti alle Divisioni non gestiti dalla Corporate nell'esercizio precedente. Tali effetti positivi sono stati in parte assorbiti dai minori servizi di informatica forniti (16 milioni di euro).

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi di 186 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Locazioni, affitti e noleggi	73	75	2
Proventi per attività in *joint venture*	27	38	11
Plusvalenze da vendita di attività materiali	24	11	(13)
Altri proventi	107	62	(45)
	231	**186**	**(45)**

Le locazioni, gli affitti e i noleggi di 75 milioni di euro riguardano essenzialmente i proventi derivanti dai contratti di locazione ai gestori delle stazioni di servizio di attrezzature e dei locali nei quali viene svolta l'attività non *oil* (officine, lavaggi, bar, ristoranti e *convenience-store*) e i proventi da affitto del ramo d'azienda "Attività logistiche" alla Petrolig Srl (70% Eni) e alla Petroven Srl (68% Eni).

I proventi per attività in *joint venture* di 38 milioni di euro riguardano l'addebito ai *partner* delle prestazioni interne.

Le plusvalenze da vendite di attività materiali di 11 milioni di euro riguardano beni immobili.

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi, al netto dei costi riferiti agli investimenti, sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Divisione E&P	735	768	33
Divisione G&P	15.321	18.495	3.174
Divisione R&M	25.887	32.027	6.140
Corporate	740	705	(35)
Elisioni	(3.231)	(3.738)	(507)
Eliminazione utili interni [1]	85	(9)	(94)
	39.537	**48.248**	**8.711**
di cui oneri non ricorrenti	*290*	*164*	*(126)*

(1) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni interdivisionali di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

Gli oneri non ricorrenti sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Divisione G&P			
- Accantonamento per istruttoria AEEG sull'utilizzo di capacità di stoccaggio		45	45
- Sanzione AEEG per istruttoria sui prezzi di approvvigionamento gas		10	10
- Sanzione *Antitrust*	290		(290)
	290	**55**	**(235)**
Divisione R&M			
- Sanzione *Antitrust*		109	109
	290	**164**	**(126)**

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi della Divisione Exploration & Production (768 milioni di euro) sono aumentati di 33 milioni di euro, pari al 4,5%, a seguito essenzialmente della riallocazione delle attività di ricerca, anche a seguito dell'incorporazione di EniTecnologie SpA e dell'aumento delle *royalties* sulla produzione.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi della Divisione Gas & Power (18.495 milioni di euro) sono aumentati di 3.174 milioni di euro, pari al 20,7%. Escludendo gli oneri non ricorrenti, gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi sono aumentati di 3.409 milioni di euro, pari al 22,7%, a seguito essenzialmente dell'aumento dei prezzi medi di acquisto del gas per effetto dell'incremento dei parametri energetici di riferimento e dei maggiori oneri di approvvigionamento anche connessi all'utilizzo dello stoccaggio. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dai minori accantonamenti netti ai fondi rischi ed oneri e dai minori volumi acquistati di gas.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi della Divisione Refining & Marketing (32.027 milioni di euro) sono aumentati di 6.140 milioni di euro, pari al 23,7%. Escludendo gli oneri non ricorrenti, gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi sono aumentati di 6.031 milioni di euro, pari al 23,3%, a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento del costo medio annuo di approvvigionamento delle materie prime (Brent +19,7%), con un effetto di circa 4.855 milioni di euro; (ii) della differenza tra la variazione negativa delle rimanenze a costo medio ponderato rilevata nel 2006 (-255 milioni di euro), conseguente alla riduzione dei prezzi avvenuta negli ultimi mesi dell'anno, e quella positiva rilevata nel 2005 (+1.035 milioni di euro) con un effetto complessivo pari a -1.290 milioni di euro tra i due esercizi. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dalla circostanza che nell'esercizio 2005 vennero rilevati maggiori accantonamenti netti ai fondi rischi ed oneri, in particolare di natura ambientale.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi della Corporate (705 milioni di euro) sono diminuiti di 35 milioni di euro, pari al 4,7%, a seguito essenzialmente dei minori accantonamenti netti ai fondi rischi ed oneri (37 milioni di euro) e del trasferimento alle Divisioni delle attività di ricerca (35 milioni di euro), in parte assorbiti dai maggiori servizi forniti alle Divisioni (23 milioni di euro), non gestiti dalla Corporate nell'esercizio precedente.

Costo lavoro

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Divisione E&P	188	222	34
Divisione G&P	102	119	17
Divisione R&M	298	376	78
Corporate	192	215	23
	780	**932**	**152**

Il costo lavoro (932 milioni di euro) è aumentato di 152 milioni di euro, pari al 19,5% a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento della forza lavoro, in particolare per l'incorporazione di EniTecnologie SpA; (ii) della normale dinamica retributiva; (iii) dell'incremento dei costi per esodi agevolati.

Il numero dei dipendenti in servizio al 31 dicembre è indicato nelle tabelle seguenti:

Categorie contrattuali	2005	2006	Variazione
Dirigenti	551	525	(26)
Quadri	3.167	3.664	497
Impiegati	6.098	6.248	150
Operai	1.512	1.565	53
	11.328	**12.002**	**674**

Divisioni	2005	2006	Variazione
E&P	2.988	3.194	206
G&P	1.713	1.679	(34)
R&M	4.414	4.997	583
Corporate	2.213	2.132	(81)
	11.328	**12.002**	**674**

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Divisione E&P	494	507	13
Divisione G&P	24	9	(15)
Divisione R&M	297	292	(5)
Corporate	52	17	(35)
Totale ammortamenti	**867**	**825**	**(42)**
Svalutazioni	5	4	(1)
	872	**829**	**(43)**

L'aumento degli ammortamenti registrato dalla Divisione Exploration & Production di 13 milioni di euro, pari al 2,6%, è dovuto essenzialmente al costo più elevato degli investimenti di sviluppo, ai maggiori costi di ricerca esplorativa, in parte compensati da minori ammortamenti relativi ai campi maturi.
La riduzione registrata dalla Divisione Gas & Power di 15 milioni di euro è connessa essenzialmente al progressivo completamento dell'ammortamento di beni immateriali.
La riduzione registrata dalla Corporate di 35 milioni di euro è connessa essenzialmente al completamento, nell'ultimo trimestre del 2005, dell'impianto pilota *Eni Slurry Technology*.

Utile operativo

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Divisione E&P	1.696	2.070	374
Divisione G&P	1.218	1.488	270
Divisione R&M	1.440	(41)	(1.481)
Corporate	(433)	(362)	71
Eliminazione utili interni [1]	(85)	9	94
Utile operativo	**3.836**	**3.164**	**(672)**
Esclusione (utile)/perdita di magazzino [2]	(1.071)	188	1.259
Utile operativo a valori correnti [2]	**2.765**	**3.352**	**587**

(1) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni interdivisionali di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.
(2) L'utile operativo a valori correnti deriva dal raffronto tra i ricavi e i costi correnti dei prodotti venduti con esclusione perciò dell'utile o della perdita di magazzino che deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo.

L'utile operativo della Divisione Exploration & Production di 2.070 milioni di euro è aumentato di 374 milioni di euro, pari al 22,1%, a seguito essenzialmente dell'aumento del prezzo di vendita in euro del gas naturale (+28,4%) e del greggio (+19,7%). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dai minori volumi venduti di idrocarburi connessi al declino produttivo dei campi maturi; (ii) dall'ammortamento dei maggiori costi di ricerca e sviluppo; (iii) dalle maggiori *royalties* sulla produzione e dai maggiori ammortamenti.

Divisione Gas & Power

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Utile operativo	**1.218**	**1.488**	**270**
Esclusione (utile) perdita di magazzino	(126)	(72)	54
Utile operativo a valori correnti	**1.092**	**1.416**	**324**
di cui oneri non ricorrenti	*290*	*55*	*(235)*

L'utile operativo a valori correnti della Divisione Gas & Power di 1.416 milioni di euro è aumentato di 324 milioni di euro, pari al 29,7%. Escludendo la variazione degli oneri non ricorrenti di 235 milioni di euro, l'utile è aumentato di 89 milioni di euro, pari al 6,4%, a seguito essenzialmente: (i) dei minori accantonamenti netti ai fondi rischi ed oneri (223 milioni di euro); (ii) dei maggiori margini di vendita relativi al favorevole andamento dei parametri energetici di riferimento per la determinazione dei prezzi del gas naturale in acquisto e in vendita, in parte assorbito dall'effetto del nuovo regime regolatorio introdotto nel 2006 dalle delibere successive alla 248/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dai maggiori oneri di approvvigionamento anche connessi all'utilizzo di gas strategico nei primi mesi dell'anno; (ii) dalla riduzione dei volumi venduti, anche in conseguenza dell'andamento climatico.

Divisione Refining & Marketing

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Utile operativo	**1.440**	**(41)**	**(1.481)**
Esclusione (utile) perdita di magazzino	(945)	306	1.251
Utile operativo a valori correnti	**495**	**265**	**(230)**
di cui oneri non ricorrenti		*109*	*109*

L'utile operativo a valori correnti della Divisione Refining & Marketing (265 milioni di euro) è diminuito di 230 milioni di euro, pari al 46,5%. Escludendo gli oneri non ricorrenti di 109 milioni di euro, l'utile è diminuito di 121 milioni di euro, pari al 24,4% a seguito essenzialmente: (i) dell'impatto negativo dello scenario di raffinazione (-0,9 dollari/barile il margine sul Brent, da 8,5 a 7,6 dollari al barile); (ii) delle maggiori fermate delle raffinerie e degli inconvenienti tecnici sulle raffinerie di terzi; (iii) della riduzione del risultato dell'attività commerciale; (iv) dei maggiori costi di ricerca a seguito della riallocazione delle relative attività, anche a seguito dell'incorporazione di EniTecnologie SpA. Questi effetti negativi sono stati in parte compensati dai minori accantonamenti netti ai fondi rischi ed oneri (100 milioni di euro, principalmente per fondi di natura ambientale) e dalla maggiore redditività del *pool* dei greggi lavorati.
La perdita operativa della Corporate di 362 milioni di euro è diminuita di 71 milioni di euro, pari al 16,4%, per effetto essenzialmente dei minori accantonamenti netti ai fondi rischi ed oneri (37 milioni di euro) e del trasferimento delle attività di ricerca alle Divisioni (35 milioni di euro).

Proventi (oneri) finanziari netti

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Altri proventi finanziari netti	109	127	18
Commissioni per servizi finanziari	45	36	(9)
Interessi sui crediti verso l'Amministrazione finanziaria	14	13	(1)
Interessi su CCT	6	8	2
Proventi (oneri) netti su derivati	5	(8)	(13)
Utili (perdite) su cambi	(61)	(13)	48
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo [1]	(46)	(27)	19
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(101)	(101)	
	(29)	**35**	**64**

(1) La voce riguarda l'incremento connesso al trascorrere del tempo dei fondi per rischi e oneri determinati sulla base del valore attualizzato dei costi che l'impresa prevede di sostenere nonché le revisioni di stima connesse a cambiamenti dei tassi di interesse.

Proventi netti su partecipazioni

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Dividendi	3.531	4.063	532
Altri proventi	970	612	(358)
Totale proventi	**4.501**	**4.675**	**174**
Svalutazioni e altri oneri	(895)	(890)	5
	3.606	**3.785**	**179**

I proventi e gli oneri su partecipazioni sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Dividendi			
Eni International BV	2.052	2.893	841
Italgas SpA	273	238	(35)
Snam Rete Gas SpA	722	166	(556)
Unión Fenosa Gas SA		128	128
Stoccaggi Gas Italia SpA	192	120	(72)
Eni Portugal Investment SpA		112	112
Ecofuel SpA	46	69	23
Enifin SpA		61	61
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		46	46
EniPower SpA	23	38	15
Saipem SpA	28	36	8
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	35	34	(1)
Sofid SpA	29	21	(8)
Società Petrolifera Italiana SpA	18	18	
AgipFuel SpA	33	17	(16)
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	19	16	(3)
Altre	61	50	(11)
	3.531	**4.063**	**532**
Altri proventi			
Riprese di valore:			
Eni Investment Plc	358		(358)
Polimeri Europa SpA	305		(305)
Altre	3		(3)
Conferimenti:			
Eni Congo Holding BV (a Eni International BV)	124		(124)
Vendita azioni:			
Italiana Petroli SpA (a api)	144		(144)
Nuovo Pignone Holding SpA	28		(28)
Snamprogetti SpA (a Saipem Projects SpA)		589	589
Altre	8	23	15
	970	**612**	**(358)**
Totale proventi	**4.501**	**4.675**	**174**

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Svalutazioni e altri oneri			
Syndial SpA	888	678	(210)
Tigaz Zrt		108	108
Ieoc SpA		10	10
Altre minori	7	5	(2)
Oneri per cessione Snamprogetti SpA		89	89
Totale oneri	**895**	**890**	**(5)**

Gli oneri per la cessione di Snamprogetti SpA di 89 milioni di euro sono relativi alle garanzie prestate all'atto della cessione della partecipazione all'acquirente Saipem Projects SpA; quanto a 66 milioni di euro rappresentano l'accantonamento a fondo rischi ed oneri in relazione a richieste di indennizzo avanzate dall'acquirente ed ancora non definite, quanto a 23 milioni di euro rappresentano gli oneri relativi a indennizzi definiti.

Imposte sul reddito

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Imposte correnti:			
- Ires	(842)	(967)	(125)
- Irap	(199)	(216)	(17)
	(1.041)	**(1.183)**	**(142)**
Imposte differite	(540)	49	589
Imposte anticipate	210	(29)	(239)
	(330)	**20**	**350**
	(1.371)	**(1.163)**	**208**

Le imposte sul reddito di 1.163 milioni di euro diminuiscono di 208 milioni di euro a seguito essenzialmente del minor risultato operativo (299 milioni di euro). Tale effetto è stato parzialmente compensato: (i) dalla minor perdita della Syndial SpA inclusa nel consolidato fiscale nazionale (31 milioni di euro); (ii) dai maggiori proventi finanziari netti (21 milioni di euro); (iii) dalla maggior quota di dividendi imponibili (17 milioni di euro); (iv) dalla maggior quota di plusvalenze imponibili derivanti dalla cessione di partecipazioni (16 milioni di euro); (v) dalla differenza tra la stima delle imposte relative agli esercizi 2004 e 2005 e quelle determinate in base alle relative dichiarazioni dei redditi (13 milioni di euro).

Il rigiro di imposte differite di 49 milioni di euro si riferisce essenzialmente: (i) alle imposte stanziate in relazione al maggior costo del magazzino determinato ai fini civilistici sulla base del costo medio ponderato rispetto a quello che lo stesso assume ai fini fiscali determinato con il metodo *LIFO* (71 milioni di euro); (ii) alle imposte stanziate in relazione all'imputazione a conto economico per effetto dell'ammortamento e della svalutazione di oneri capitalizzati sulle immobilizzazioni materiali e non riconosciuti ai fini fiscali (27 milioni di euro); (iii) alle imposte stanziate in relazione a plusvalenze e contributi a tassazione differita (7 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalle imposte stanziate in relazione agli ammortamenti dedotti ai soli fini fiscali in sede di dichiarazione dei redditi, al netto dei rigiri dell'esercizio (55 milioni di euro) e da altri fenomeni di minore importo.

Il rigiro di imposte anticipate di 29 milioni di euro è essenzialmente relativo: (i) al rigiro di imposte anticipate connesso alla circostanza che per effetto del decreto legge 209/2002, nel 2002 e nel 2003 la deducibilità delle svalutazioni di partecipazioni era differita per quote costanti in cinque esercizi. La quota di competenza dell'esercizio ammonta a 510 milioni di euro con un effetto d'imposta di 168 milioni di euro; (ii) al rigiro di imposte anticipate connesso agli accantonamenti netti ai fondi rischi (55 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dallo stanziamento di imposte anticipate relative: (i) agli accantonamenti netti ai fondi rischi effettuati dalla Syndial SpA inclusa nel consolidato fiscale nazionale (121 milioni di euro); (ii) alle imposte stanziate in relazione al maggior costo delle immobilizzazioni materiali e immateriali riconosciuto ai fini fiscali rispetto a quello che le stesse assumono ai fini civilistici (40 milioni di euro); (iii) alle differenze relative a differenze di cambio passive non realizzate (12 milioni di euro) e da altri fenomeni di minore importo.

La differenza tra il *tax rate* effettivo (16,65%) e teorico (35,73%), pari al 19,08%, è dovuta essenzialmente: (i) alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con un effetto sul *tax rate* del 18,36%); (ii) alla perdita della Syndial SpA inclusa nel consolidato fiscale nazionale (con un effetto del 3,57%); (iii) all'effetto netto della cessione di partecipazioni in regime di *partecipation exemption* (con un effetto del 2,23%). Questi effetti sono in parte assorbiti: (i) dalla svalutazione di partecipazioni non deducibile (con un effetto del 3,79%); (ii) dallo stanziamento di oneri a fronte di sanzioni dell'Antitrust (con un effetto del 0,77%).

☐ Stato Patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento.

Il *management* ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio.

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006	Variazione
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	4.954	5.507	553
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.766	1.701	(65)
Attività immateriali	858	948	90
Partecipazioni	20.805	21.086	281
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	29	28	(1)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(445)	(313)	132
	27.967	**28.957**	**990**
Capitale di esercizio netto	**95**	**(23)**	**(118)**
Fondi per benefici ai dipendenti	**(255)**	**(308)**	**(53)**
Capitale investito netto	**27.807**	**28.626**	**819**
Patrimonio netto	**26.872**	**26.935**	**63**
Indebitamento finanziario netto	**935**	**1.691**	**756**
Coperture	**27.807**	**28.626**	**819**

Immobili, impianti e macchinari e attività immateriali

L'analisi della variazione degli immobili, impianti e macchinari e delle attività immateriali è la seguente:

(milioni di euro)	Immobili, impianti e macchinari	Attività immateriali	Totale
Saldo al 31 dicembre 2005	**4.954**	**858**	**5.812**
Investimenti	806	285	1.091
Ammortamenti e svalutazioni (*)	(638)	(193)	(831)
Cessioni, radiazioni e conferimenti di rami d'azienda	(263)	(2)	(265)
Altre variazioni	648		648
Saldo al 31 dicembre 2006	**5.507**	**948**	**6.455**

(*) Al lordo delle capitalizzazioni.

Le altre variazioni delle immobilizzazioni materiali (648 milioni di euro) riguardano essenzialmente la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti degli impianti a mare della Divisione Exploration & Production.

Partecipazioni

Le partecipazioni (21.086 milioni di euro) sono aumentate di 281 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(milioni di euro)		
Partecipazioni al 31 dicembre 2005		**20.805**
Incrementi per:		
Interventi sul capitale		
Syndial SpA	927	
Eni Insurance Ltd	100	
Agenzia Giornalistica Italia SpA	8	
		1.035
Acquisizioni		
Siciliana Gas SpA [1]	99	
Polimeri Europa SpA	14	
Tecnomare SpA	8	
EniTecnologie SpA	7	
		128
Altri incrementi		
Italgas SpA (conferimento) [1]	120	
Società Oleodotti Meridionali SpA (conferimento)	60	
Toscana Energia Clienti SpA [2]	34	
Siciliana Gas Clienti SpA [1]	4	
		218
Decrementi per:		
Cessioni		
Snamprogetti SpA	(91)	
Società Oleodotti Meridionali SpA	(18)	
Energy Maintenance Services SpA	(5)	
		(114)
Svalutazioni e altri oneri		
Syndial SpA	(678)	
Tigat Zrt	(108)	
Ieoc SpA	(10)	
Agenzia Giornalistica Italia SpA	(4)	
Altre	(1)	
		(801)
Altri decrementi		
Siciliana Gas SpA (conferimento) [1]	(123)	
Fiorentina Gas Clienti SpA [2]	(24)	
EniTecnologie SpA (fusione)	(38)	
		(185)
Partecipazioni al 31 dicembre 2006		**21.086**

(1) Informazioni sul riassetto societario della Siciliana Gas SpA, Siciliana Gas Clienti SpA e dell'Italgas SpA sono indicate al punto n. 10 delle Note al bilancio di esercizio.
(2) Informazioni sul riassetto societario della Fiorentina Gas Clienti SpA e della Toscana Energia Clienti SpA sono indicate al punto n. 10 delle Note al bilancio di esercizio.

Informazioni in ordine alle imprese controllate e collegate partecipate al 31 dicembre 2006, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono fornite nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni", che fa parte integrante delle Note al bilancio di esercizio.

Le partecipazioni al 31 dicembre 2006 sono analizzate nella tabella seguente:

(milioni di euro)	Valore netto
Eni International BV	4.874
Eni Investments Plc	3.926
Italgas SpA	2.135
Snam Rete Gas SpA	1.991
Polimeri Europa SpA	1.393
Stoccaggi Gas Italia SpA	1.136
EniPower SpA	955
Eni Portugal Investment SpA	716
Eni Petroleum Co Inc	649
Unión Fenosa Gas SA	442
Syndial SpA	372
LNG Shipping SpA	285
Enifin SpA	253
Sofid SpA	241
Eni Hellas SpA	198
Saipem SpA	182
Raffineria di Milazzo SCpA	170
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	133
Raffineria di Gela SpA	123
Tigaz Zrt	116
Eni Insurance Ltd	100
Inversora de Gas Cuyana SA	75
Praoil Oleodotti Italiani SpA	74
Distribuidora de Gas del Centro SA	60
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	51
Altre *(inferiori a 50 milioni di euro)*	436
	21.086

Capitale di esercizio netto

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006	Variazione
Crediti commerciali (1)	8.025	7.854	(171)
Rimanenze	1.312	1.896	584
Debiti commerciali	(5.792)	(5.921)	(129)
Crediti/Debiti tributari e Fondo imposte netto	(467)	(31)	436
Fondi per rischi ed oneri	(2.548)	(3.220)	(672)
Altre attività (passività) nette di esercizio (1)	(435)	(601)	(166)
	95	**(23)**	**(118)**

(1) I valori del 2005 sono stati oggetto di riclassifica a seguito essenzialmente della diversa rappresentazione dei crediti per attività in *joint venture* e delle note credito emesse nei confronti di utenti gas.

I crediti commerciali di 7.854 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla vendita di gas naturale (4.380 milioni di euro) e prodotti petroliferi (3.165 milioni di euro). La riduzione dei crediti commerciali è connessa essenzialmente alla diminuzione dei volumi venduti di greggi e prodotti petroliferi e alla diminuzione dei prezzi di vendita dei greggi e dei prodotti petroliferi espressi in euro nelle ultime settimane del 2006.

Le rimanenze di 1.896 milioni di euro, costituite essenzialmente da greggio, da prodotti petroliferi e da gas naturale, sono aumentate di 584 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'immissione di gas a magazzino, in parte assorbito dalla riduzione di valore delle scorte di greggi e prodotti petroliferi.

I debiti commerciali di 5.921 milioni di euro sono aumentati di 129 milioni di euro a seguito principalmente dell'aumento dei prezzi medi di acquisto del gas connesso all'incremento dei parametri energetici di riferimento.

I crediti/debiti tributari e il fondo imposte netto di 31 milioni di euro sono costituiti da crediti tributari per 932 milioni di euro,

da debiti tributari per 853 milioni di euro e dal fondo imposte differito netto per 110 milioni di euro. Per informazioni sulle singole voci si rinvia alle Note al bilancio di esercizio.

I fondi per rischi e oneri (3.220 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) il fondo smantellamento e ripristino siti (1.458 milioni di euro); (ii) il fondo rischi e oneri ambientali (459 milioni di euro); (iii) il fondo per gli oneri derivanti dalla sanzione amministrativa comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato il 15 febbraio 2006 (295 milioni di euro); (iv) il fondo rischi a fronte della delibera 248/2004 e successive dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (136 milioni di euro); (v) il fondo dismissioni e ristrutturazioni (125 milioni di euro); (vi) il fondo costituito a fronte della valutazione degli sconti su tariffe di trasporto che, sulla base delle disposizioni della delibera 120/2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono da riconoscere a clienti che hanno versato contributi di allacciamento (120 milioni di euro); (vii) il fondo rischi per la sanzione comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato in relazione all'istruttoria sui rifornimenti di *jet fuel* (118 milioni di euro).

Le altre passività nette d'esercizio, pari a 601 milioni di euro, sono costituite principalmente dalle quote di competenza dei futuri esercizi dei proventi di natura pluriennale riconosciuti da società estere per la rinegoziazione di contratti di trasporto di gas naturale (272 milioni di euro), da debiti verso il personale (136 milioni di euro) e da depositi cauzionali (141 milioni di euro).

Patrimonio netto

(milioni di euro)		
Patrimonio netto al 31 dicembre 2005		**26.872**
Incremento per:		
- utile 2006	5.821	
- azioni proprie cedute/assegnate a fronte di piani di incentivazione dei dirigenti	82	
- costo di competenza delle *stock option - stock grant* assegnate	14	
		5.917
Decremento per:		
- distribuzione saldo dividendo 2005	(2.400)	
- acconto sul dividendo 2006	(2.210)	
- acquisto azioni proprie	(1.241)	
- altre variazioni	(3)	(5.854)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2006		**26.935**

Indebitamento (disponibilità) finanziarie nette

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2006 (1.691 milioni di euro) è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006	Variazione
Debiti finanziari e obbligazioni	2.943	2.751	(192)
Disponibilità liquide	(749)	(812)	(63)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(235)	(235)	0
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.024)	(13)	1.011
	935	**1.691**	**756**

Il peggioramento della posizione finanziaria netta di 756 milioni di euro è dovuto essenzialmente: (i) al pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2005 di 0,55 euro per azione (2.400 milioni di euro); (ii) al pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2006 di 0,60 euro per azione, deliberato il 21 settembre 2006 dal Consiglio di Amministrazione e messo in pagamento a partire dal 26 ottobre 2006 (2.210 milioni di euro); (iii) all'acquisto di azioni proprie (1.241 milioni di euro); (iv) al pagamento delle imposte sul reddito al netto dei rimborsi (1.166 milioni di euro); (v) agli investimenti in partecipazioni (1.163 milioni di euro), (vi) agli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (1.091 milioni di euro), solo in parte compensata dal flusso di cassa netto dell'attività di esercizio (7.054 milioni di euro) e dall'incasso del credito finanziario a breve termine verso Enifin SpA scaduto nell'anno e non successivamente rinnovato (1.011 milioni di euro).

I titoli (235 milioni di euro) sono relativi a Certificati di Credito del Tesoro ottenuti a rimborso di crediti d'imposta.

Le disponibilità di 812 milioni di euro sono depositate essenzialmente presso Enifin SpA (766 milioni di euro).

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 13 milioni di euro riguardano essenzialmente un credito finanziario a breve termine verso Enifin SpA.

Rendiconto finanziario

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema obbligatorio al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inzio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il *free clash flow* cioè l'avanzo o il *deficit* di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il *free clash flow* chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie), nonchè gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti derivanti dalle operazioni "straordinarie" (es. fusioni, conferimenti, etc.); (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonchè gli effetti sull'indebitamento finanziario netto derivanti dalle operazioni "straordinarie" (es. fusioni, conferimenti, etc.).

(milioni di euro)	**2005**	**2006**
Utile dell'esercizio	6.042	5.821
a rettifica:		
- ammortamenti e altri componenti non monetarie	1.873	1.881
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(252)	(12)
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	(2.162)	(2.923)
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	**5.501**	**4.767**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(658)	(650)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	2.396	2.937
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**7.239**	**7.054**
Investimenti tecnici	(899)	(1.091)
Investimenti in partecipazioni e titoli	(938)	(1.163)
Dismissioni	805	262
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(61)	(144)
Free cash flow	**6.146**	**4.918**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	33	1.011
Variazione debiti finanziari a breve e lungo	93	(113)
Flusso di cassa del capitale proprio	(6.104)	(5.776)
Altre variazioni		23
FLUSSO DI CASSA NETTO DELL'ESERCIZIO	**168**	**63**
Free cash flow	**6.146**	**4.918**
Indebitamento finanziario netto rami d'azienda acquistiti e disinvestiti	54	59
Flusso di cassa del capitale proprio	(6.104)	(5.776)
Altre variazioni		43
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**96**	**(756)**

☐ Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

(milioni di euro) **Voci dello stato patrimoniale riclassificato** (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al bilancio di esercizio	31.12.2005 Valori parziali da schema obbligatorio	31.12.2005 Valori da schema riclassificato	31.12.2006 Valori parziali da schema obbligatorio	31.12.2006 Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			4.954		5.507
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.766		1.701
Attività immateriali			858		948
Partecipazioni			20.805		21.086
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	v. nota 11 "Altre attività finanziarie"		29		28
Debiti netti relativi all'attività di investimento:			(445)		(313)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	v. nota 3 "Crediti commerciali e altri crediti"	15		18	
- debiti relativi all'attività di investimento	v. nota 15 "Debiti commerciali e altri debiti"	(460)		(331)	
Totale capitale immobilizzato			**27.967**		**28.957**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			1.312		1.896
Crediti commerciali	v. nota 3 "Crediti commerciali e altri crediti"		8.025		7.854
Debiti commerciali	v. nota 15 "Debiti commerciali e altri debiti"		(5.792)		(5.921)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composto da:			(467)		(31)
- passività per imposte correnti		(1.158)		(852)	
- passività per imposte differite		(132)		(110)	
- attività per imposte correnti		58		155	
- altre attività (non correnti)	v. nota 12 "Altre attività non correnti"	765		776	
Fondi per rischi ed oneri			(2.548)		(3.220)
Altre attività (passività) di esercizio, composte da:			(435)		(601)
- altri crediti	v. nota 3 "Crediti commerciali e altri crediti"	350		347	
- altre attività (correnti)	v. nota 6 "Altre attività correnti"	87		83	
- altre attività (non correnti)	v. nota 12 "Altre attività non correnti"	51		79	
- acconti e anticipi, altri debiti	v. nota 15 "Debiti commerciali e altri debiti"	(435)		(613)	
- altre passività (correnti)	v. nota 17 "Altre passività correnti"	(38)		(60)	
- altre passività (non correnti)	v. nota 22 "Altre passività non correnti"	(450)		(437)	
Totale Capitale di esercizio netto			**95**		**(23)**
Fondi per benefici ai dipendenti			**(255)**		**(308)**
Capitale investito netto			**27.807**		**28.626**
Patrimonio netto			**26.872**		**26.935**
Indebitamento finanziario netto (disponibilità)					
- passività finanziarie a lungo termine		2.448		2.401	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		140		30	
- passività finanziarie a breve termine		355		320	
a dedurre:					
- disponibilità liquide ed equivalenti		(749)		(812)	
- titoli non strumentali all'attività operativa	v. nota 2 "Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita"	(235)		(235)	
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	v. nota 3 "Crediti commerciali e altri crediti"	(1.011)		(1)	
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	v. nota 11 "Altre attività finanziarie non correnti"	(13)		(12)	
Totale Indebitamento finanziario netto			**935**		**1.691**
Coperture			**27.807**		**28.626**

Rendiconto finanziario riclassificato

(milioni di euro)

Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	31.12.2005		31.12.2006	
	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Utile netto		**6.042**		**5.821**
a rettifica:				
- ammortamenti e altri componenti non monetari:		1.873		1.881
. ammortamenti	867		825	
. svalutazioni (rivalutazioni) nette	242		947	
. variazioni fondi per rischi e oneri	749		70	
. variazioni fondi per benefici ai dipendenti	15		39	
- plusvalenze nette su cessione di attività		(252)		(12)
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni:		(2.162)		(2.923)
. dividendi	(3.531)		(4.063)	
. interessi attivi	(102)		(138)	
. interessi passivi	95		98	
. differenze cambio			3	
. imposte sul reddito del periodo, correnti, differite e anticipate	1.371		1.163	
. altre variazioni	5		14	
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio		**5.501**		**4.767**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione:		(658)		(650)
- rimanenze	(990)		(609)	
- crediti commerciali e diversi	(1.726)		91	
- altre attività	(15)		(110)	
- debiti commerciali e diversi	2.102		293	
- altre passività	(29)		(315)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		2.396		2.937
- dividendi incassati	3.531		4.063	
- interessi incassati	101		138	
- interessi pagati	(102)		(98)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(1.134)		(1.166)	
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		**7.239**		**7.054**
Investimenti tecnici:		(899)		(1.091)
- immobilizzazioni immateriali	(123)		(285)	
- immobilizzazioni materiali	(776)		(806)	
Investimenti in partecipazioni		(938)		(1.163)
Dismissioni:		805		262
- immobilizzazioni immateriali	3		138	
- immobilizzazioni materiali	29		2	
- rami d'azienda	(20)			
- partecipazioni	793		122	
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		(61)		(144)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(61)		(142)	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	33		1.011	
- variazione debiti e crediti all'attività di disinvestimento			(2)	
- *riclassifica: disinvestimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	(33)		(1.011)	
Free cash flow		**6.146**		**4.918**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:		33		1.011
- *riclassifica: disinvestimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	33		1.011	

Rendiconto finanziario riclassificato

(milioni di euro)

Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	**31.12.2005**		**31.12.2006**	
	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Variazione debiti finanziari a breve e lungo:		93		(113)
- assunzione debiti finanziari a lungo termine	4		62	
- rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(83)		(140)	
- incremento (decremento di debiti finanziari) a breve termine	172		(35)	
Flusso di cassa del capitale proprio:		(6.104)		(5.776)
- dividendi distribuiti	(5.070)		(4.610)	
- acquisto netto di azioni proprie	(1.034)		(1.166)	
Effetto delle fusioni				23
Flusso di cassa netto di periodo		**168**		**63**

COMPENSI E ALTRE INFORMAZIONI

☐ Ammontare dei compensi corrisposti ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob 11.971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicati nominativamente i compensi corrisposti nel 2006 dalla Società e dalle sue controllate ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.

Coerentemente alle disposizioni Consob:

- nella colonna "Emolumenti per la carica in Eni SpA" è indicata la parte fissa della remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato, il compenso fisso degli amministratori, il compenso degli amministratori per la partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio e il compenso del Presidente del Collegio Sindacale e dei sindaci effettivi;
- nella colonna "Benefici non monetari" sono indicati i *fringe benefit*, incluse le polizze assicurative;
- nella colonna "*Bonus* e altri incentivi" è indicata la parte variabile del compenso degli amministratori, della remunerazione del Presidente, della remunerazione e della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, della retribuzione dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche;
- nella colonna "Altri compensi" è indicata la parte fissa e altre competenze della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche, nonché le somme corrisposte a seguito di risoluzioni del rapporto di lavoro. Relativamente ai sindaci, sono indicati i compensi per cariche ricoperte in società controllate.

(migliaia di euro)

Nome e cognome	Carica ricoperta	Durata della carica	Scadenza della carica [1]	Emolumenti per la carica in Eni SpA	Benefici non monetari	Bonus e altri incentivi [2]	Altri compensi	Totale
Consiglio di Amministrazione								
Roberto Poli	Presidente	01.01-31.12	30.05.08	765	15	415		1.195
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	01.01-31.12	30.05.08	430	62	834 [3]	1.014	2.340
Alberto Clô	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	134		10		144
Renzo Costi	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	130		10		140
Dario Fruscio	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	124		10		134
Marco Pinto	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	130		10		140
Mario Resca	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	128		10		138
Marco Reboa	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	134		10		144
Pierluigi Scibetta	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	130		10		140
Collegio Sindacale								
Paolo Andrea Colombo	Presidente	01.01-31.12	30.05.08	115			89 [4]	204
Filippo Duodo	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.08	80			55 [5]	135
Edoardo Grisolia [6]	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.08	80				80
Riccardo Perotta	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.08	80			63 [7]	143
Giorgio Silva	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.08	80			44 [8]	124
Direttori generali								
Stefano Cao	Divisione E&P	01.01-31.12				643	966	1.609
Domenico Dispenza	Divisione G&P	01.01-31.12				386	669	1.055
Angelo Taraborrelli	Divisione R&M	01.01-31.12				400	645	1.045
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [9]						1.932	7.846 [10]	9.778
				2.540	**77**	**4.680**	**11.391**	**18.688**

(1) La carica scade con l'Assemblea che approverà il bilancio al 31 dicembre 2007.
(2) Relativi alle *performance* realizzate nel 2005.
(3) Importo determinato *pro rata*, con riferimento al periodo di carica dal 1 giugno al 31 dicembre 2005.
(4) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale della Saipem e di Presidente del Collegio Sindacale di EniServizi.
(5) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA, di Presidente del Collegio Sindacale del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno e di Presidente del Collegio Sindacale del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due.
(6) L'emolumento per la carica è versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze.
(7) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale della Snam Rete Gas SpA e di Sindaco effettivo nell'Enifin SpA.
(8) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA e di Presidente del Collegio Sindacale TSKJ Italia Srl.
(9) Dirigenti che, nel corso dell'esercizio e insieme all'Amministratore Delegato e ai Direttori Generali delle Divisioni, sono stati componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società (nove dirigenti).
(10) Comprende anche le somme corrisposte a seguito della risoluzione del rapporto di lavoro a due dirigenti.

☐ Incentivo monetario differito attribuito ai componenti dell'organo di amministrazione, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Il piano di incentivazione monetaria differita 2006-2008 prevede l'attribuzione annuale di un incentivo base che sarà erogato dopo tre anni, in percentuale compresa tra zero e 170, in funzione dei risultati conseguiti nel triennio di riferimento e approvati dal Consiglio di Amministrazione (v. paragrafo "Compensi" del capitolo "Corporate *governance*" della Relazione sulla gestione del bilancio consolidato). Nella tabella seguente sono indicati nominativamente gli incentivi base attribuiti nell'esercizio 2006 all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, quelli attribuiti agli altri dirigenti con responsabilità strategiche.

(migliaia di euro)

Nome e cognome		Incentivo base attribuito
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	787
Stefano Cao	Direttore Generale Divisione E&P	468
Domenico Dispenza	Direttore Generale Divisione G&P	328
Angelo Taraborrelli	Direttore Generale Divisione R&M	307
Altri dirigenti con responsabilità strategiche (1)		1.293

(1) Sei dirigenti.

☐ *Stock grant* e *stock option* attribuite ai componenti dell'organo di amministrazione, ai direttori generali ed ai dirigenti con responsabilità strategiche

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nelle tabelle seguenti sono indicate nominativamente le *stock grant* e le *stock option* attribuite all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche, in applicazione dei piani di incentivazione azionaria (v. paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni"). Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2006 hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.

STOCK GRANT

Di seguito sono indicati gli impegni assunti di Eni, o da società controllate, ad assegnare a titolo gratuito azioni proprie trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno. L'indicazione del prezzo medio di esercizio per i diritti assegnati è omessa, trattandosi di azioni gratuite. Il prezzo medio indicato per i diritti esercitati è pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali del titolo Eni rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito da Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data di immissione delle azioni nel conto titoli dell'assegnatario. Nell'esercizio non sono scaduti né sono stati assegnati diritti.

		Diritti detenuti all'inizio dell'esercizio		Diritti esercitati nel corso dell'esercizio		Diritti detenuti alla fine dell'esercizio	
Nome e cognome		Numero diritti	Scadenza media in mesi	Numero diritti	Prezzo medio di mercato all'esercizio	Numero diritti	Scadenza media in mesi
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato	-	-	-	-	-	-
Stefano Cao	Direttore Generale Div. E&P	43.700	21	14.700	24,117	29.000	15
Domenico Dispenza (1)	Direttore Generale Div. G&P	12.100	14	6.300	24,117	5.800	8
		53.900 (2)	25	-		53.900 (2)	13
Angelo Taraborrelli	Direttore Generale Div. R&M	28.100	24	6.300	24,117	21.800	17
Altri dirigenti con responsabilità strategiche (3)		111.400	21	60.500	23,748	50.900	15

(1) In carica dal 1° gennaio 2006.
(2) Azioni Snam Rete Gas. L'impegno è stato assunto da Snam Rete Gas nei confronti di Domenico Dispenza, Presidente della Società fino al 23 dicembre 2005.
(3) Cinque dirigenti.

STOCK OPTION

Di seguito sono indicati i diritti di acquisto (opzioni) su azioni Eni o di società controllate, esercitabili trascorsi tre anni dalla data di assegnazione. Nell'esercizio non sono scadute opzioni.

		Amministratore Delegato	Direttore Generale Divisione E&P	Direttore Generale Divisione G&P		Direttore Generale Divisione R&M	Altri dirigenti con responsabilità strategiche [1]
Nome e cognome		Paolo Scaroni	Stefano Cao	Domenico Dispenza [2]		Angelo Taraborrelli	
Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio:							
- numero opzioni		699.000	201.500	43.000	269.500 [3]	123.000	686.500
- prezzo medio di esercizio	(euro)	22,509	17,920	14,171	3,988	18,308	18,208
- scadenza media in mesi		91	82	64	85	83	79
Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio:							
- numero opzioni		681.000 [4]	175.500	122.500	-	115.000	552.500
- prezzo di esercizio	(euro)	23,100	23,100	23,100	-	23,100	23,100
- scadenza media in mesi		72	72	72	-	72	72
Opzioni esercitate nel corso dell'esercizio:							
- numero opzioni		-	62500	28.500	-	-	312.500
- prezzo medio di esercizio	(euro)	-	13,743	13,743	-	-	16,478
- prezzo medio di mercato all'esercizio	(euro)	-	23,341	24,095	-	-	23,256
Opzioni detenute alla fine dell'esercizio:							
- numero opzioni		1.380.000	314.500	137.000	269.500 [3]	238.000	926.500
- prezzo medio di esercizio	(euro)	22,801	21,641	22,244	3,988	20,624	21,709
- scadenza media in mesi		73	70	65	73	68	69

(1) Nove dirigenti.
(2) In carica dal 1° gennaio 2006.
(3) Opzioni su azioni Snam Rete Gas. L'assegnazione è stata effettuata da Snam Rete Gas nei confronti di Domenico Dispenza, Presidente della Società fino al 23 dicembre 2005.
(4) L'assegnazione dell'Amministratore Delegato è stata integrata con l'attribuzione di un incentivo monetario da erogare dopo tre anni in connessione all'apprezzamento del titolo Eni, di valore corrispondente all'assegnazione di 96.000 opzioni con prezzo di esercizio di 23,100 euro e *vesting period* triennale.

☐ Partecipazioni detenute dai componenti degli organi di amministrazione e controllo, dai direttori generali e dai dirigenti con responsabilità strategiche in Eni SpA e nelle società controllate

Ai sensi dell'art. 79 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicate le partecipazioni in Eni SpA e nelle società controllate che risultano detenute dai componenti degli organi di amministrazione e controllo, dai direttori generali, e dagli altri dirigenti con responsabilità strategiche, nonché dai rispettivi coniugi non legalmente separati e figli minori, direttamente o per il tramite di imprese controllate, società fiduciarie o per interposta persona, risultanti dal libro dei soci, dalle comunicazioni ricevute e da altre informazioni acquisite dagli stessi soggetti.

Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2006 hanno ricoperto le suddette cariche anche per una frazione di anno.

Il numero delle azioni è indicato, per società partecipata (le azioni sono tutte "ordinarie"), per gli organi di amministrazione e controllo e direttori generali, nominativamente e, a livello aggregato, per gli altri dirigenti con responsabilità strategiche. Le persone indicate possiedono le partecipazioni a titolo di proprietà.

Nome e cognome	Società partecipata	Numero azioni possedute al 31.12.2005	Numero azioni acquistate	Numero azioni vendute	Numero azioni possedute al 31.12.2006
Consiglio di Amministrazione					
Paolo Scaroni	Eni SpA	2.299			2.299
Renzo Costi	Eni SpA	1.350		234	1.116
Dario Fruscio	Eni SpA	1.150	1.850		3.000
Collegio sindacale					
Paolo Andrea Colombo	Eni SpA	1.650			1.650
	Snam Rete Gas SpA	2.200			2.200
Filippo Duodo	Eni SpA		2.000		2.000
Edoardo Grisolia	Eni SpA		200		200
Direttori generali					
Stefano Cao	Eni SpA	43.250	77.200 (1)	36.790	83.660
	Snam Rete Gas SpA	1.100			1.100
Domenico Dispenza	Eni SpA	44.615	34.800 (2)		79.415
Angelo Taraborrelli	Eni SpA	16.000	6.300 (3)		22.300
	Snam Rete Gas SpA	2.200			2.200
Altri dirigenti con responsabilità strategiche (4)	Eni SpA	105.532	373.000 (5)	353.160	125.372
	Snam Rete Gas SpA	6.600			6.600

(1) Includono l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant* (14.700) e sulle *stock option* (62.500).
(2) Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant* (6.300) e sulle *stock option* (28.500).
(3) Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant* (6.300).
(4) Sette dirigenti.
(5) Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant* (60.500) e sulle *stock option* (312.500) compresi gli esercizi di tutti i diritti assegnati a due dirigenti che hanno risolto il rapporto di lavoro.

☐ Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti che consolidi nel tempo il loro apporto professionale alla realizzazione delle strategie di *business* e che determini la loro partecipazione al rischio di impresa e alla crescita del valore per l'azionista, nella struttura retributiva dei dirigenti sono stati introdotti piani di incentivazione di lungo termine in forma azionaria.

Ai piani di incentivazione azionaria partecipano i dirigenti[1] di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile[2].

Di seguito sono descritti i piani di *stock grant* e di *stock option* in essere.

(1) Dipendenti con rapporto di lavoro regolato da contratti collettivi nazionali di lavoro dei dirigenti o da equivalente normativa relativamente ai dipendenti di società non residenti in Italia.
(2) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno propri piani di incentivazione) e le loro controllate.

Stock grant

Il 30 maggio 2003 l'Assemblea ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 6,5 milioni di azioni proprie (pari allo 0,162% del capitale sociale) da attribuire nel triennio 2003-2005 ai dirigenti, previa verifica del conseguimento degli obiettivi aziendali e individuali prefissati nell'anno precedente, e ha conferito al Consiglio di Amministrazione il potere di redigere i piani di assegnazione annuali.

Il Piano di *stock grant* 2003-2005 prevede l'impegno ad assegnare a titolo gratuito azioni proprie entro il 45° giorno successivo al compimento del terzo anno dalla data di assunzione dell'impegno o entro il 45° giorno successivo alla data di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro; (ii) perdita del controllo da parte di Eni SpA nella società presso la quale l'assegnatario è in servizio; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda o del ramo d'azienda presso la quale/il quale l'assegnatario è in servizio; (iv) decesso dell'assegnatario. L'impegno di Eni SpA, intrasferibile *inter vivos* da parte dell'assegnatario, è fermo e irrevocabile e scade in caso di recesso unilaterale dal rapporto di lavoro da parte dell'assegnatario entro il termine di tre anni dalla data di assunzione dell'impegno.

Il trattamento fiscale per i soggetti fiscalmente residenti in Italia è il seguente: al momento dell'immissione delle azioni nel conto titoli intrattenuto dall'assegnatario presso un intermediario finanziario, il valore delle azioni concorre alla formazione del reddito di lavoro dipendente imponibile ai fini fiscali e contributivi; il valore imponibile è determinato sulla base della media aritmetica dei prezzi ufficiali del titolo Eni rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data dell'immissione delle azioni. La plusvalenza realizzata con la successiva vendita delle azioni è soggetta all'imposta sostitutiva del 12,50%. Per i soggetti fiscalmente non residenti in Italia si applica il regime fiscale previsto dallo Stato estero di residenza.

Il Consiglio di Amministrazione, in esercizio della delega conferitagli dall'Assemblea, ha deliberato negli anni 2003, 2004 e 2005 le attribuzioni delle *stock grant* e i relativi Regolamenti.

La sintesi degli impegni assunti nel periodo 2003-2005 è la seguente:

	Numero dirigenti	Numero azioni
anno 2003	816	1.206.000
anno 2004	779	1.035.600
anno 2005	872	1.303.400
		3.545.000

Al 31 dicembre 2006, in attuazione del piano suddetto, sono state complessivamente assegnate n. 1.639.300 azioni, sono decaduti n. 32.100 impegni e risultano ancora in essere n. 1.873.600 impegni.

L'evoluzione nel 2005 e nel 2006 dei piani di *stock grant* è la seguente (trattandosi di azioni gratuite il prezzo di esercizio è nullo):

	2005		2006	
(euro)	Numero di azioni	Prezzo di mercato (1)	Numero di azioni	Prezzo di mercato (1)
Diritti esistenti al 1° gennaio	**3.112.200**	**18,461**	**3.127.200**	**23,460**
Nuovi diritti assegnati	1.303.400	21,336	-	-
Diritti esercitati nel periodo	(1.273.500)	23,097	(1.236.400)	23,933
Diritti decaduti nel periodo	(14.900)	22,390	(17.200)	23,338
Diritti esistenti al 31 dicembre	**3.127.200**	**23,460**	**1.873.600**	**25,520**
di cui esercitabili al 31 dicembre	**38.700**	**23,460**	**156.700**	**25,520**

(1) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data della delibera di assegnazione del Consiglio di Amministrazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario per l'emissione/trasferimento delle azioni; (iii) la data di recesso unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti. Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Stock option

I piani di *stock option* in essere prevedono l'assegnazione a titolo gratuito di diritti di acquisto su azioni Eni ai dirigenti che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati o che sono di interesse strategico.

I diritti di opzione danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, in un rapporto di 1:1, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione o (dal 2003), se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione.

Per effetto delle modifiche normative intervenute nel corso del 2006, il trattamento fiscale per i soggetti residenti in Italia è il seguente: (i) per le opzioni esercitate fino al 4 luglio 2006 la differenza tra il valore di mercato delle azioni al momento dell'esercizio delle opzioni e il relativo prezzo di esercizio non concorre alla formazione del reddito complessivo imponibile soggetto ad aliquota progressiva; (ii) per le opzioni esercitate dal 5 luglio 2006 al 2 ottobre 2006 la stessa differenza non concorre alla formazione del reddito complessivo imponibile soggetto ad aliquota progressiva se, con riferimento a ciascun assegnatario, il valore delle azioni complessivamente assegnate in ciascun anno non è superiore alla retribuzione annua lorda dell'anno precedente e se le azioni non sono cedute o costituite in garanzia prima che siano decorsi cinque anni dalla data di assegnazione delle stesse; (iii) per le opzioni esercitate dal 3 ottobre 2006 la stessa differenza non concorre alla formazione del reddito complessivo imponibile soggetto ad aliquota progressiva se l'opzione è esercitabile dopo tre anni dall'offerta, la società emittente è quotata nei mercati regolamentati e l'assegnatario mantiene un investimento nelle relative azioni non inferiore a tale differenza, senza costituirlo in garanzia, nei cinque anni successivi all'esercizio delle opzioni. In tutti i casi, la plusvalenza realizzata con la successiva vendita delle azioni, qualora non abbia concorso alla formazione del reddito complessivo nei casi *sub.* (ii) e (iii) è soggetta ad imposta sostitutiva con aliquota del 12,50%. Per i soggetti non residenti in Italia si applica il regime fiscale previsto dallo Stato estero di residenza.

PIANI 2002-2004 E 2005

Il 30 maggio 2002 l'Assemblea ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 15 milioni di azioni proprie (pari allo 0,375% del capitale sociale) al servizio del Piano di *stock option* 2002-2004. Il 27 maggio 2005 l'Assemblea ha successivamente autorizzato a disporre fino a un massimo di 5.443.400 azioni proprie (pari allo 0,136% del capitale sociale) al servizio del Piano di *stock option* 2005 (di cui n. 2.785.000 azioni proprie non utilizzate nell'ambito delle assegnazioni annuali del Piano di *stock option* 2002-2004 e n. 2.658.400 azioni proprie disponibili dal Piano di *stock grant* 2003-2005).

Il Consiglio di Amministrazione, in esercizio della delega conferitagli dall'Assemblea, ha annualmente deliberato: (i) l'assegnazione annuale delle *stock option*; (ii) il relativo Regolamento; (iii) i criteri per l'individuazione degli assegnatari. Il Consiglio, inoltre, ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre di ogni anno gli assegnatari sulla base dei criteri approvati.

Le opzioni possono essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (*vesting period*) e per un periodo massimo di cinque anni; decorsi otto anni dalla data di assegnazione, le opzioni non esercitate decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario.

Nei casi di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro; (ii) perdita del controllo da parte di Eni SpA nella società presso la quale l'assegnatario è in servizio; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda o del ramo d'azienda presso la quale/il quale l'assegnatario è in servizio; (iv) decesso dell'assegnatario, l'assegnatario, o i suoi eredi, conservano il diritto di esercitare le opzioni entro sei mesi dal verificarsi dell'evento. In caso di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro nel corso del *vesting period*, le opzioni decadono.

La sintesi delle assegnazioni effettuate nel periodo 2002-2005 è la seguente:

	Numero dirigenti	Prezzo di esercizio (euro)	Numero opzioni
anno 2002	314	15,216 (1)	3.518.500
anno 2003	376	13,743 (2)	4.703.000
anno 2004	381	16,576 (1)	3.993.500
anno 2005	388	22,512 (3)	4.818.500
			17.033.500

(1) Media aritmetica dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.
(2) Costo medio delle azioni proprie in portafoglio il giorno precedente la data di assegnazione (superiore alla media di cui alla nota 1).
(3) Media ponderata delle medie aritmetiche dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.

Al 31 dicembre 2006, in attuazione dei piani suddetti, risultano complessivamente esercitate n. 8.403.600 opzioni, decadute n. 319.500 opzioni e in essere n. 8.310.400 opzioni.

PIANO 2006-2008

Il 25 maggio 2006 l'Assemblea ha approvato il Piano di *stock option* 2006-2008 e ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 30 milioni di azioni proprie (pari allo 0,749% del capitale sociale) al servizio del Piano.

Il Piano prevede tre assegnazioni annuali di *stock option*, rispettivamente nel 2006, 2007 e 2008. A differenza dei precedenti, il Piano di *stock option* 2006-2008 ha introdotto una condizione di *performance* ai fini dell'esercizio delle opzioni. Al termine di ciascun triennio di *vesting* dall'assegnazione, il Consiglio di Amministrazione determinerà il numero di opzioni esercitabili, in percentuale compresa tra zero e 100, in funzione del posizionamento del *Total Shareholders' Return* (*TSR*) del titolo Eni rispetto a quello delle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione.

Il 27 luglio 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato: (i) l'assegnazione 2006 del Piano; (ii) il relativo Regolamento; (iii) i criteri per l'individuazione degli assegnatari. Il Consiglio, inoltre, ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre gli assegnatari sulla base dei criteri approvati.

Le opzioni potranno essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (*vesting period*) e per un periodo massimo di tre anni; decorsi sei anni dalla data di assegnazione, le opzioni non esercitate decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario. Nei casi di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro dell'assegnatario; (ii) perdita del controllo da parte di Eni SpA nella Società di cui l'assegnatario è dipendente; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda (o del ramo d'azienda) di cui l'assegnatario è dipendente; (iv) decesso dell'assegnatario, lo stesso o gli eredi conservano per nove mesi il diritto di esercitare le opzioni in misura proporzionale al periodo trascorso tra l'assegnazione e il verificarsi dei suddetti eventi. Nei casi di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro, se l'evento accade nel corso del *vesting period*, le opzioni decadono; se l'evento accade dopo il *vesting period*, le opzioni sono esercitabili entro tre mesi.

Al 31 dicembre 2006 sono state assegnate complessivamente n. 7.050.000 opzioni a 338 dirigenti, con prezzo di esercizio corrispondente alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione. La media di tali prezzi, ponderata per le quantità assegnate, corrisponde a 23,119 euro; alla stessa data non risultano diritti esercitati, mentre per effetto di risoluzioni consensuali del rapporto di lavoro risultano esercitabili n. 30.000 opzioni e decadute n. 70.000 opzioni.

L'evoluzione nel 2005 e 2006 dei piani di *stock option* è la seguente:

	2005			2006		
(euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato(1)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato(1)
Diritti esistenti al 1° gennaio	**11.789.000**	**15,111**	**18,461**	**13.379.600**	**17,705**	**23,460**
Nuovi diritti assegnati	4.818.500	22,512	22,512	7.050.000	23,119	23,119
Diritti esercitati nel periodo	(3.106.400)	15,364	22,485	(4.943.200)	15,111	23,511
Diritti decaduti nel periodo	(121.500)	16,530	23,100	(196.000)	19,119	23,797
Diritti esistenti al 31 dicembre	**13.379.600**	**17,705**	**23,460**	**15.290.400**	**21,022**	**25,520**
di cui esercitabili al 31 dicembre	**1.540.600**	**16,104**	**23,460**	**1.622.900**	**16,190**	**25,520**

(1) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo, corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti all'inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

☐ Azioni proprie e di società controllanti

Il 25 maggio 2006 l'Assemblea degli azionisti di Eni, al fine di accrescere il valore per l'Azionista, ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del codice civile, a proseguire, per un periodo di 18 mesi dalla data di deliberazione assembleare, nel programma di acquisto di azioni proprie fino a raggiungere il massimo di 400 milioni di azioni del valore nominale di un euro e fino all'ammontare complessivo massimo di 7,4 miliardi di euro, comprensivi delle azioni in portafoglio alla data dell'Assemblea (300,1 milioni di azioni). Gli acquisti sono effettuati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA per prezzo non inferiore al loro valore nominale e non superiore del 5% rispetto al prezzo di riferimento registrato nel giorno di borsa precedente ogni singolo acquisto.

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, comma 2, punti 3 e 4, del codice civile, le azioni proprie in portafoglio alla data del 31 dicembre 2006 sono analizzate nella tabella seguente:

Periodo	Numero azioni	Costo medio (euro)	Costo complessivo (milioni di euro)	Capitale sociale (%)
Acquisti:				
anno 2000 (dal 1° settembre)	44.381.500	12,924	574	1,11
anno 2001	109.999.326	13,584	1.494	2,75
anno 2002	52.256.742	14,743	771	1,30
anno 2003	23.944.898	13,761	329	0,60
anno 2004	4.230.235	16,597	70	0,10
anno 2005	47.064.587	21,966	1.034	1,18
anno 2006	53.125.491	23,354 (1)	1.241	1,33
	335.002.779	**16,455**	**5.513**	**8,36**
a dedurre azioni proprie assegnate/vendute:				
- assegnate a ex azionisti Snam SpA	(13)			
-assegnate a titolo gratuito in applicazione dei piani di *stock grant* 2003, 2004 e 2005	(1.639.300)			
- vendute in applicazione dei piani di *stock option* 2002, 2003, 2004 e 2005	(8.403.600)			
Azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2006	**324.959.866**			

(1) Nel 2006 la quotazione media dei prezzi ufficiali ponderata con i volumi è stata di 23, 642 euro.

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, comma 2, punti 3 e 4, del codice civile, si rappresenta che la Società è controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

☐ Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate, individuate dello *IAS* 24, riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate e collegate nonchè con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte dell' ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono compiute nell'interesse della Società. Gli amministratori, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategiche dichiarano semestralmente l'eventuale esecuzione di operazioni effettuate con Eni SpA e con le imprese controllate dalla stessa, anche per interposta persona o da soggetti a essi riconducibili, secondo le disposizioni dello *IAS* 24.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria con le parti correlate, la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti, nonchè l'incidenza di tali rapporti e operazioni sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari sono evidenziati alla nota n. 34 delle Note al bilancio di esercizio.

Andamento della gestione delle società controllate

Per le informazioni sull'andamento della gestione nei settori in cui la società opera in tutto o in parte attraverso imprese controllate si rinvia al contenuto dei paragrafi "Andamento operativo" e "Commento ai risultati economico finanziari" del bilancio consolidato.

Gestione dei rischi d'impresa

Le informazioni relative alla gestione dei rischi d'impresa sono illustrate nelle Note al bilancio consolidato.

Dichiarazione ai sensi del decreto legislativo del 30 giugno 2003, n. 196

L'Amministratore Delegato, in qualità di titolare del trattamento dei dati personali di Eni, dichiara che è stato aggiornato il documento programmatico sulla sicurezza della Corporate ai sensi del D.Lgs. 30 giugno 2003, n. 196; analoghe dichiarazioni sono state rilasciate dai Direttori Generali delle Divisioni Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, comma 4 del codice civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Dal 2° gennaio 2007 hanno avuto efficacia le fusioni di Eni Portugal Investment SpA e dell'Enifin - Società Finanziaria Eni SpA, pertanto le operazioni delle società saranno imputate al bilancio 2007 di Eni SpA, anche ai fini fiscali, con decorrenza 1° gennaio 2007.
Informazioni più dettagliate sono fornite nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" delle Note al bilancio di esercizio.
Altri fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nella Relazione sulla gestione al bilancio consolidato – Andamento operativo.

Evoluzione prevedibile della gestione

Divisione Exploration & Production

Nel 2007 sono previsti investimenti tecnici di circa 500 milioni di euro.
L'attività esplorativa sarà concentrata prevalentemente sui temi a gas nelle aree padano-appenniniche, nell'*onshore* siciliano e nell'*offshore* adriatico e sui temi a olio in prossimità ad aree in produzione nella Pianura Padana e in Sicilia.
L'attività di sviluppo sarà volta all'ottimizzazione del recupero del potenziale minerario residuo di aree in produzione in particolare attraverso la realizzazione di un *sea-line* addizionale per la gestione ottimale dei campi collegati alla centrale di Fano, interventi di *side track/infilling* dei giacimenti situati nell'*offshore* adriatico, alla valorizzazione di nuove riserve e alla prosecuzione della realizzazione del progetto di sviluppo della Val d'Agri. Gli sviluppi con tema a olio riguarderanno il progetto Miglianico con avvio della produzione atteso nel 2008. Per i temi a gas, è prevista l'ultimazione dello sviluppo dei giacimenti Tea/Arnica/Lavanda e dell'area sud-est del campo di Candela entrambi con avvio della produzione atteso nel 2007 e l'inizio del progetto Annamaria con avvio della produzione atteso nel 2009.
La produzione di idrocarburi nel 2007 è attesa in flessione di circa il 6% a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi di gas, di ritardi autorizzativi sulle programmate attività di contrasto del declino produttivo (allacciamento pozzi/*side track/infilling*) e della rideterminazione delle quote di partecipazione nella concessione Val d'Agri.

Divisione Gas & Power

Nel 2007 proseguirà l'attuazione della strategia di crescita delle vendite di gas in Europa e di difesa dei volumi di vendita e dei margini commerciali sul mercato italiano.
L'impegno per la crescita sul mercato europeo è articolato su più azioni: (i) crescita della posizione sui mercati attrattivi e in rapido sviluppo come la Penisola Iberica, la Germania e la Francia, facendo leva sull'ampia disponibilità di gas sia di produzione sia approvvigionato sulla base di contratti di lungo termine, nonché sulla flessibilità operativa assicurata da un'estesa e ramificata rete di gasdotti e dalla disponibilità di capacità di stoccaggio; (ii) sviluppo delle attività di vendita di GNL collegate alla valorizzazione del *gas equity*; (iii) sviluppo dei servizi di logistica a supporto delle vendite.
Per cogliere i risultati attesi nel mercato italiano, proseguirà l'impegno nell'attuazione di una strategia commerciale focalizzata sul cliente. A tale scopo, le politiche commerciali sono finalizzate a migliorare la qualità dell'offerta in termini di incremento delle opzioni a disposizione del cliente, facendo leva in particolare sullo sviluppo dell'offerta integrata gas-elettrico. Inoltre, il

pieno ed efficace utilizzo delle piattaforme informatiche di supporto alla forza vendita e dei diversi strumenti di colloquio interattivo con i clienti consentirà di rafforzare il rapporto con il mercato, di migliorare il grado di conoscenza e di far meglio apprezzare i servizi innovativi di tipo energetico e informatico. Al fine di ottenere un vantaggio competitivo nel mercato finale, la Divisione perseguirà l'ottimizzazione delle attività commerciali e il continuo incremento dell'efficienza.
Per il 2007 i volumi di gas naturale venduti complessivamente in Italia e nel resto d'Europa in condizioni climatiche normali sono previsti aumentare del 3% rispetto al 2006 (inclusi i volumi venduti a società controllate per autoconsumo) per effetto della crescita attesa sui mercati europei e delle maggiori vendite previste in Italia al settore termoelettrico.

Divisione Refining & Marketing
Nel 2007 sono previsti investimenti tecnici di circa 900 milioni di euro riguardanti essenzialmente: (i) l'attività di raffinazione e logistica, in particolare i progetti di realizzazione di nuove unità di conversione presso le raffinerie di Sannazzaro e di Taranto, nonché il progetto di realizzazione di due nuovi oleodotti per collegare la raffineria di Taranto con un nuovo deposito in Campania e con l'impianto petrolchimico della Polimeri Europa di Brindisi; (ii) il potenziamento e la ristrutturazione della rete di distribuzione di carburanti, in particolare interventi su stazioni di servizio autostradali e sui serbatoi; (iii) il rispetto degli obblighi di legge in materia di salute, sicurezza e ambiente.
Le lavorazioni in conto proprio sono previste in lieve flessione rispetto al 2006 (33,35 milioni di tonnellate nel 2006) per effetto essenzialmente della cessazione del contratto di lavorazione sulla raffineria di terzi di Priolo, il cui impatto sarà compensato dalle maggiori lavorazioni programmate sulle raffinerie di Gela, di Livorno e di Sannazzaro.
Le vendite sulla rete sono in aumento rispetto al 2006 (8,66 milioni di tonnellate nel 2006) in relazione alle azioni commerciali programmate.

☐ Informativa ai sensi della deliberazione n. 310 del 21 dicembre 2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Eni SpA opera, oltre che nelle attività di ricerca, esplorazione e produzione di idrocarburi, vendita di gas naturale e raffinazione e vendita di prodotti petroliferi, nel settore dell'energia elettrica. Poiché cede a terzi quantitativi di energia superiori a 400 GWh rientra nel disposto della delibera n. 310/2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (delibera).
Le centrali di cogenerazione per la produzione di energia elettrica di Eni SpA sono le seguenti:

(megawatt)

Ubicazione	Potenza installata complessiva
a) Rotello (CB) due centrali	20
b) Raffineria di Venezia (VE)	35
Raffineria di Sannazzaro (PV)	89
Centro olio di Val d'Agri (PZ)	36

Nel 2006 la produzione totale di energia elettrica ottenuta è stata di 1.048 milioni di chilowattora.
La produzione ottenuta nel 2006 presso le centrali sub a), al netto dell'autoconsumo, è stata di 149 milioni di chilowattora (158 milioni di chilowattora al 31 dicembre 2005) ed è stata integralmente venduta al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA per un corrispettivo di 18 milioni di euro (15 milioni di euro al 31 dicembre 2005).
La produzione ottenuta presso le centrali sub b) si inquadra nell'ambito dell'autoproduzione, ed è ottenuta in impianti cogenerativi che, con riferimento alle condizioni nominali d'esercizio, presentano un rapporto tra la quantità di energia elettrica e la quantità di energia termica prodotte in assetto cogenerativo inferiore a uno.
Al fine di ottemperare a quanto disposto dalla delibera, sono stati redatti i prospetti di separazione contabile per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2006. I criteri di valutazione adottati per la predisposizione della specifica informativa sono gli stessi previsti per il bilancio di esercizio. Gli schemi sono quelli previsti dall'allegato 1 della delibera che, a partire dal 2006, si differenziano da quelli utilizzati per la redazione del bilancio di Eni SpA (schemi *IFRS*); per tale motivo gli stessi sono stati alimentati sulla base delle seguenti indicazioni: a) sono state alimentate solo le voci che sono presenti anche sullo schema *IFRS*; b) qualora lo schema *IFRS* preveda solo alcune delle sottovoci previste dall'allegato 1, il valore residuale è stato allocato sulla voce principale; c) qualora i valori dello schema *IFRS* trovassero allocazione su più voci dell'allegato 1, i valori sono stati aggregati sulla voce principale. Per la separazione tra le diverse attività, le voci dell'attivo e del passivo dello stato patrimoniale sono state suddivise secondo il criterio guida dei centri di costo dalla contabilità. Ai sensi del disposto dell'art. 4, comma 10, lettera a) della delibera le attività svolte dalle centrali sub b) sono inquadrate nell'ambito delle "Altre attività".

STATO PATRIMONIALE AL 31.12.2006 RIPARTITO PER ATTIVITÀ

(milioni di euro)	Produzione	Attività residue	Totale	Elisioni	Non attribuibili	Totale soggetto
ATTIVO						
Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti						
Immobilizzazioni:						
Immobilizzazioni immateriali:		948	948			948
costi di ricerca e sviluppo						
diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno						
concessioni, licenze, marchi e diritti simili						
avviamento						
immobilizzazioni in corso e acconti						
altre						
Totale		**948**	**948**			**948**
Immobilizzazioni materiali:	7	7.201	7.208			7.208
terreni e fabbricati						
impianti e macchinario						
attrezzature industriali e commerciali						
altri beni						
immobilizzazioni in corso e acconti						
Totale	**7**	**7.201**	**7.208**			**7.208**
Immobilizzazioni finanziarie:		21	21		21.106	21.127
partecipazioni in:						
- imprese controllate						
- imprese collegate e a controllo congiunto						
- altre imprese						
crediti:						
- verso imprese controllate:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
- verso imprese collegate:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
- verso altri:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
altri titoli						
azioni proprie						
Totale		**21**	**21**		**21.106**	**21.127**
Totale immobilizzazioni	**7**	**8.170**	**8.177**		**21.106**	**29.283**

(milioni di euro)	Produzione	Attività residue	Totale	Elisioni	Non attribuibili	Totale soggetto
Attivo circolante:						
Rimanenze:		1.896	1.896			1.896
materie prime, sussidiarie e di consumo						
prodotti in corso di lavorazione e semilavorati						
lavori in corso su ordinazione						
prodotti finiti e merci						
acconti						
Totale		**1.896**	**1.896**			**1.896**
Crediti:	4	9.309	9.313			9.313
verso clienti:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
verso imprese controllate:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
verso imprese collegate:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
verso controllanti:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
crediti tributari:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
verso altri:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
Totale	**4**	**9.309**	**9.313**			**9.313**
Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:						
altri titoli					235	235
azioni proprie						
Totale					**235**	**235**
Disponibilità liquide:					812	812
depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo						
danaro e valori in cassa						
Totale					**812**	**812**
Totale attivo circolante	**4**	**11.205**	**11.209**		**1.047**	**12.256**
Ratei e risconti:						
disaggio su prestiti						
ratei e altri risconti						
TOTALE ATTIVO	**11**	**19.375**	**19.386**		**22.153**	**41.539**

(milioni di euro)	Produzione	Attività residue	Totale	Elisioni	Non attribuibili	Totale soggetto
PASSIVO						
Patrimonio netto:						
Capitale					*4.005*	*4.005*
Riserva legale					*959*	*959*
Riserva per azioni proprie in portafoglio						
Altre riserve					*18.360*	*18.360*
Utile dell'esercizio					*5.821*	*5.821*
Acconto sul dividendo					*(2.210)*	*(2.210)*
Totale					**26.935**	**26.935**
Fondi per rischi e oneri:						
per trattamento di quiescenza e obblighi simili						
per imposte		110	110			110
altri		3.220	3.220			3.220
Totale		**3.330**	**3.330**			**3.330**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato		**308**	**308**			**308**
Debiti:	1	8.214	8.215		2.751	10.966
obbligazioni:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
debiti verso banche:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
debiti verso altri finanziatori:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
acconti:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
debiti verso fornitori:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
debiti verso imprese controllate:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
debiti verso imprese collegate:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
debiti tributari:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
altri debiti:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
Totale	**1**	**8.214**	**8.215**		**2.751**	**10.966**
Ratei e risconti						
TOTALE PASSIVO	**1**	**11.852**	**11.853**		**29.704**	**41.539**

CONTO ECONOMICO 2006 RIPARTITO PER ATTIVITÀ

(milioni di euro)	Produzione	Attività residue	Totale	Elisioni	Non attribuibili	Totale soggetto
Valore della produzione:						
ricavi delle vendite e delle prestazioni	18	52.979	52.997	(10)		52.987
variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti						
variazioni dei lavori in corso su ordinazione						
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni						
altri ricavi e proventi:		186	186			186
. contributi in conto esercizio						
. altri						
Totale	**18**	**53.165**	**53.183**	**(10)**		**53.173**
Costi della produzione:						
per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	(16)	(48.242)	(48.258)	10		(48.248)
per servizi						
per godimento di beni di terzi						
per il personale:		(932)	(932)			(932)
- salari e stipendi						
- oneri sociali						
- trattamento di fine rapporto						
- altri costi						
ammortamenti e svalutazioni:	(1)	(828)	(829)			(829)
- ammortamento delle immobilizzazioni immateriali						
- ammortamento delle immobilizzazioni materiali						
- altre svalutazioni delle immobilizzazioni						
- svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide						
variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci						
accantonamenti per rischi						
altri accantonamenti						
oneri diversi di gestione						
Totale	**(17)**	**(50.002)**	**(50.019)**	**10**		**(50.009)**

(milioni di euro)	Produzione	Attività residue	Totale	Elisioni	Non attribuibili	Totale soggetto
Differenza tra valore e costi della produzione	1	3.163	3.164			3.164
Proventi e oneri finanziari					3.820	3.820
proventi da partecipazioni:						
- da imprese controllate						
- da imprese collegate						
- da altri						
atri proventi finanziari:						
- da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:						
. da imprese controllate						
. da imprese collegate						
. da altri						
- da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni						
- proventi diversi dai precedenti:						
. da imprese controllate						
. da imprese collegate						
. da controllanti						
. da altri						
interessi e altri oneri finanziari:						
. verso imprese controllate						
. verso imprese collegate						
. verso controllanti						
. verso imprese collegate						
. verso altri						
Totale					3.820	3.820
Rettifiche di valore di attività finanziarie						
rivalutazioni:						
- di partecipazioni						
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni						
svalutazioni:						
- di partecipazioni						
- di titoli nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni - azioni proprie -						
Totale delle rettifiche						
Proventi e oneri straordinari						
proventi						
oneri						
Totale delle partite straordinarie						
Risultato prima delle imposte	1	3.163	3.164			6.984
imposte sul reddito dell'esercizio					(1.163)	(1.163)
Utile dell'esercizio	1	3.163	3.164			5.821



BILANCIO DI ESERCIZIO 2006

Effetti derivanti dall'applicazione dei principi contabili internazionali[1]

Secondo le disposizioni del primo comma dell'art. 4 del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n.38, a partire dall'esercizio 2006, il bilancio di esercizio (bilancio separato) di Eni SpA è redatto in conformità ai principi contabili internazionali (*IFRS*) omologati dalla Commissione Europea.

Alla data di transizione ai nuovi principi (1° gennaio 2005), che corrisponde all'inizio del primo periodo posto a confronto, va redatta una situazione patrimoniale che:

- rileva tutte e solo le attività e passività considerate tali in base ai nuovi principi;
- valuta le attività e le passività nei valori che si sarebbero determinati qualora i nuovi principi fossero stati applicati fin dall'origine (applicazione *retrospective*);
- riclassifica le voci indicate in bilancio secondo modalità diverse da quelle degli *IFRS*.

L'effetto dell'adeguamento dei saldi iniziali delle attività e delle passività ai nuovi principi è rilevato a patrimonio netto secondo le modalità previste dal D.Lgs. n.38/05, tenuto conto del relativo effetto fiscale iscritto nelle passività per imposte differite o nelle attività per imposte anticipate.

In applicazione dell'*IFRS* 1 sono indicate di seguito: (i) la riconduzione agli *IFRS* dello stato patrimoniale e del conto economico del bilancio 2005; (ii) la riconciliazione dei patrimoni netti al 1° gennaio e al 31 dicembre 2005 con quelli risultanti dall'applicazione degli *IFRS*; (iii) la riconciliazione dell'utile netto del bilancio 2005 con quello risultante dall'applicazione degli *IFRS*; (iv) la natura delle principali rettifiche.

Le riconciliazioni agli *IFRS* relative al bilancio 2005 sono state oggetto di *full audit* da parte della PricewaterhouseCoopers (v. "Relazioni della Società di revisione" delle "Informazioni relative alla capogruppo Eni SpA" al 30 giugno 2006).

I principi contabili internazionali di riferimento sono indicati nella sezione "Criteri di valutazione".

Le principali opzioni previste dall' *IFRS* 1 adottate in sede di prima applicazione dei principi contabili internazionali riguardano la facoltà, prevista per le imprese che li adottano nel bilancio di esercizio successivamente al consolidato, di iscrivere le attività e le passività agli stessi importi in entrambi i bilanci, salvo che per le rettifiche di consolidamento.

(1) Secondo le disposizioni del paragrafo 5 del "*Preface to International Financial Reporting Standards*", gli IFRS (*International Financial Reporting Standard*) rappresentano i principi e le interpretazioni adottate dall'*International Accounting Standards Board* (*IASB*), ex *International Accounting Standards Committee* (*IASC*) e comprendono: (i) gli *International Financial Reporting Standards* (*IFRS*); (ii) gli *International Accounting Standards* (*IAS*); (iii) le interpretazioni emesse dall'*International Financial Reporting Interpretation Committee* (*IFRIC*) e dallo *Standing Interpretations Committee* (*SIC*) adottate dallo *IASB*. La denominazione di *International Financial Reporting Standards* (*IFRS*) è stata adottata dallo *IASB* per i principi emessi successivamente al maggio 2003.

Stato patrimoniale al 31 dicembre 2005

La riconduzione agli *IFRS* delle diverse voci dello stato patrimoniale del bilancio 2005 è la seguente:

(milioni di euro)	Bilancio 2005	Rettifiche	*IFRS*
ATTIVITÀ			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	749		749
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	234	1	235
Crediti commerciali e altri crediti	9.390	11	9.401
Rimanenze	1.191	121	1.312
Attività per imposte correnti	58		58
Altre attività	81	6	87
	11.703	**139**	**11.842**
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	4.747	207	4.954
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo (1)		1.766	1.766
Attività immateriali	627	231	858
Altre partecipazioni	21.048	(243)	20.805
Altre attività finanziarie	44		44
Attività per imposte anticipate	724	(724)	
Altre attività	816		816
	28.006	**1.237**	**29.243**
TOTALE ATTIVITÀ	**39.709**	**1.376**	**41.085**
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	355		355
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	141		141
Debiti commerciali e altri debiti	6.695	(6)	6.689
Passività per imposte correnti	1.157		1.157
Altre passività	49	(12)	37
	8.397	**(18)**	**8.379**
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	2.448		2.448
Fondi per rischi e oneri	2.744	(196)	2.548
Fondi per benefici ai dipendenti	222	33	255
Passività per imposte differite	8	124	132
Altre passività	450	1	451
	5.872	**(38)**	**5.834**
TOTALE PASSIVITÀ	**14.269**	**(56)**	**14.213**
PATRIMONIO NETTO			
Patrimonio netto di Eni (2)	25.440	1.432	26.872
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**25.440**	**1.432**	**26.872**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**39.709**	**1.376**	**41.085**

(1) La voce include: (i) la riclassifica di quella parte delle rimanenze che costituisce le scorte d'obbligo; (ii) la rettifica di quanto riclassificato per ricondurre la valutazione al costo medio ponderato.
(2) Gli *IFRS* prevedono l'imputazione in detrazione del patrimonio netto del costo di acquisto delle azioni proprie (4.218 milioni di euro per 278.013.975 azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2005).

☐ Conto economico 2005

La riconduzione agli *IFRS* delle diverse voci del conto economico del bilancio 2005 è la seguente:

(milioni di euro)	**Bilancio 2005**	**Riclassifiche** (1)	**Rettifiche**	***IFRS***
Ricavi				
Ricavi della gestione caratteristica	44.812	(18)		44.794
Altri ricavi e proventi	285	(54)		231
Totale ricavi	**45.097**	**(72)**		**45.025**
Costi operativi				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(40.280)	(502)	1.245	(39.537)
Costo lavoro	(753)	(34)	7	(780)
Ammortamenti e svalutazioni	(809)	(2)	(61)	(872)
Utile operativo	**3.255**	**(610)**	**1.191**	**3.836**
Oneri finanziari netti	**(24)**	**(1)**	**(4)**	**(29)**
Proventi netti su partecipazioni	**3.462**	**144**		**3.606**
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	**6.693**	**(467)**	**1.187**	**7.413**
Oneri straordinari netti	(467)	467		
Utile prima delle imposte	**6.226**		**1.187**	**7.413**
Imposte sul reddito	**(938)**		**(433)**	**(1.371)**
Utile netto	**5.288**		**754**	**6.042**

(1) Riguardano essenzialmente le riclassifiche: (i) delle componenti straordinarie; (ii)) dei recuperi da *partner* in *joint venture*; (iii) degli utilizzi per esuberanza dei fondi rischi ed oneri che con i nuovi principi contabili internazionali devono essere rilevati nella stessa voce di costo che ha precedentemente accolto l'accantonamento.

☐ Riconciliazione del patrimonio netto al 1° gennaio 2005

La riconciliazione del patrimonio netto al 1° gennaio 2005 con quello risultante dall'applicazione degli *IFRS* è la seguente:

(milioni di euro)

Riferimento (*)		
	Patrimonio netto al 1° gennaio 2005 (1)	**26.204**
1.	Applicazione del metodo del costo medio ponderato anziché del *LIFO*	592
2.	Effetto dell'imputazione all'attivo patrimoniale dei costi di smantellamento e ripristino siti	147
3.	Diverso criterio di imputazione all'attivo patrimoniale degli oneri finanziari	142
4.	Diversi criteri di iscrizione dei fondi per rischi ed oneri	18
5.	Rettifiche disavanzi di fusione e avviamento	(129)
6.	Eliminazione rivalutazioni monetarie	(41)
7.	Benefici a favore dei dipendenti	(27)
	Altre rettifiche nette	(32)
	Variazione netta	**670**
	Patrimonio netto a principi *IFRS*	**26.874**

(*) Il numero richiama il riferimento all'illustrazione indicata nella sezione "Natura delle principali rettifiche".
(1) Gli *IFRS* prevedono l'imputazione in detrazione del patrimonio netto del costo di acquisto delle azioni proprie (3.231 milioni di euro per 234.394.888 azioni proprie in portafoglio al 1° gennaio 2005). Gli *IFRS* non consentono la valutazione delle azioni proprie; pertanto il costo è stato rettificato stornando le svalutazioni di 2 milioni di euro effettutate secondo gli *Italian GAAP*.

Riconciliazione del patrimonio netto del bilancio 2005

La riconciliazione del patrimonio netto del bilancio 2005 con quello risultante dall'applicazione degli *IFRS* è la seguente:

(milioni di euro)

Riferimento (*)		
	Patrimonio netto del bilancio 2005(1)	**25.440**
1.	Applicazione del metodo del costo medio ponderato anziché del *LIFO*	1.184
2.	Effetto dell'imputazione all'attivo patrimoniale dei costi di smantellamento e ripristino siti	228
3.	Diverso criterio di imputazione all'attivo patrimoniale degli oneri finanziari	137
4.	Diversi criteri di iscrizione dei fondi per rischi ed oneri	12
5.	Rettifiche disavanzi di fusione e avviamento	(118)
6.	Eliminazione rivalutazioni monetarie	(37)
7.	Benefici a favore dei dipendenti	(22)
8.	Ammortamento avviamento	27
	Altre rettifiche nette	21
	Variazione netta	**1.432**
	Patrimonio netto a principi *IFRS*	**26.872**

(*) Il numero richiama il riferimento all'illustrazione indicata nella sezione "Natura delle principali rettifiche".
(1) Gli *IFRS* prevedono l'imputazione in detrazione del patrimonio netto del costo di acquisto delle azioni proprie (4.218 milioni di euro per 278.013.975 azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2005). Gli *IFRS* non consentono la valutazione delle azioni proprie, pertanto il costo è stato rettificato stornando le svalutazioni di 2 milioni di euro effettutate secondo gli *Italian GAAP*.

Riconciliazione dell'utile netto del bilancio 2005

La riconciliazione dell'utile netto del bilancio 2005 con quello risultante dall'applicazione degli *IFRS* è la seguente:

(milioni di euro)

Riferimento (*)		
	Utile netto 2005 a principi contabili italiani	**5.288**
1.	Applicazione del metodo del costo medio ponderato anziché del *LIFO*	598
2.	Effetto dell'imputazione all'attivo patrimoniale dei costi di smantellamento e ripristino siti	104
3.	Diverso criterio di imputazione all'attivo patrimoniale degli oneri finanziari	5
4.	Diversi criteri di iscrizione dei fondi per rischi ed oneri	(5)
5.	Rettifiche disavanzi di fusione e avviamento	9
6.	Eliminazione rivalutazioni monetarie	4
7.	Benefici a favore dei dipendenti	5
8.	Ammortamento avviamento	27
	Altre rettifiche nette	7
	Variazione netta	**754**
	Utile netto a principi *IFRS*	**6.042**

(*) Il numero richiama il riferimento all'illustrazione indicata nella sezione "Natura delle principali rettifiche".

■ Natura delle principali rettifiche

Di seguito è indicata la natura delle principali rettifiche effettuate sul patrimonio netto al 1° gennaio 2005 e sul conto economico dell'esercizio 2005 i cui effetti si riflettono sullo stato patrimoniale del bilancio 2005.

1. Applicazione del metodo del costo medio ponderato anziché del *LIFO*

Secondo i principi contabili italiani, il costo delle rimanenze può essere determinato con il metodo del costo medio ponderato oppure con il metodo *FIFO* o *LIFO*. Eni nella valutazione delle rimanenze di greggi, di gas naturale e di prodotti petroliferi sino al bilancio 2005 ha adottato il metodo *LIFO* a scatti annuali.

Gli *IFRS* non consentono l'applicazione del metodo *LIFO*; sono ammessi il *FIFO* e il costo medio ponderato. A parità di volumi, con l'applicazione del metodo *LIFO* la variazione del prezzo del greggio e dei prodotti petroliferi non aveva effetto nella valutazione delle rimanenze. Con l'adozione del costo medio ponderato la variazione del prezzo del greggio e dei prodotti petroliferi ha una diretta influenza nella valutazione delle rimanenze con la rilevazione di un utile o perdita di magazzino rappresentato sostanzialmente dalla rivalutazione o dalla svalutazione rispettivamente, in caso di aumento o diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo.

L'applicazione del costo medio ponderato su base trimestrale ai greggi, al gas naturale e ai prodotti petroliferi ha determinato: (i) al 1° gennaio 2005, la rettifica in aumento del valore delle rimanenze di 944 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto (592 milioni di euro) e alle passività per imposte differite (352 milioni di euro); (ii) l'aumento dell'utile netto 2005 di 598 milioni di euro connesso alla crescita dei prezzi.

2. Effetto dell'imputazione all'attivo patrimoniale dei costi di smantellamento e ripristino siti

Secondo i principi contabili italiani, gli oneri connessi allo smantellamento e al ripristino siti sono accantonati annualmente a uno specifico fondo in modo da far coincidere il rapporto tra gli accantonamenti effettuati e il costo complessivamente previsto alla percentuale di ammortamento dell'investimento cui si riferiscono. In particolare nella Divisione Exploration & Production, i costi che si prevede di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono accantonati in modo che il rapporto tra il fondo e l'ammontare dei costi previsti corrisponda al rapporto tra la produzione cumulata a fine periodo e le riserve certe sviluppate a fine periodo incrementate delle produzioni cumulate.

Secondo gli *IFRS*, i costi stimati per lo smantellamento, la rimozione dell'attività e la bonifica del sito da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture sono iscritti in uno specifico fondo in contropartita alle immobilizzazioni cui si riferiscono; quando l'effetto finanziario del tempo assume rilevanza, il costo stimato è iscritto sulla base del valore attuale dei costi da sostenere applicando il tasso rappresentativo del costo del denaro per l'impresa. Il costo attribuito alle diverse componenti significative dell'immobilizzazione è imputato a conto economico mediante il processo di ammortamento. Il fondo, e conseguentemente il valore di iscrizione delle immobilizzazioni, è periodicamente aggiornato per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione.

L'applicazione del principio ha determinato: (i) al 1° gennaio 2005, l'aumento delle immobilizzazioni materiali di 74 milioni di euro, del patrimonio netto di 147 milioni di euro, delle passività per imposte differite di 27 milioni di euro, nonché la riduzione del fondo smantellamento e ripristino siti di 160 milioni di euro e delle attività per imposte anticipate di 60 milioni di euro; (ii) l'aumento dell'utile netto 2005 di 104 milioni di euro.

3. Diverso criterio di imputazione all'attivo patrimoniale degli oneri finanziari

Secondo i principi contabili italiani, gli oneri finanziari sono iscritti all'attivo patrimoniale limitatamente alla parte non coperta dall'autofinanziamento, dall'apporto di mezzi propri ovvero da contributi di terzi.

Quando il periodo di tempo necessario affinché il cespite sia pronto all'uso è rilevante, gli *IFRS* consentono l'imputazione all'attivo patrimoniale degli oneri finanziari che non sarebbero stati sostenuti se l'investimento non fosse avvenuto.

L'applicazione del principio ha determinato: (i) al 1° gennaio 2005, la rettifica in aumento delle immobilizzazioni materiali di 227 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto (142 milioni di euro) e alle passività per imposte differite (85 milioni di euro); (ii) l'aumento dell'utile netto 2005 di 5 milioni di euro, in quanto l'aumento degli oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale è stato parzialmente compensato dai maggiori ammortamenti.

4. Diversi criteri di iscrizione dei fondi per rischi e oneri

Secondo i principi contabili italiani, nei fondi per rischi e oneri si comprendono costi e oneri di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati o l'ammontare o la data di sopravvenienza. I fondi per rischi e oneri non sono oggetto di attualizzazione.

Secondo gli *IFRS*, i fondi per rischi e oneri sono accantonati esclusivamente in presenza di un'obbligazione attuale considerata "probabile" conseguente a eventi verificatisi entro la data di chiusura del bilancio derivanti da obbligazioni legali, contrattuali, oppure da dichiarazioni o comportamenti dell'impresa che determinano valide aspettative nelle persone coinvolte (obbligazioni implicite) e sempre che l'ammontare della passività possa essere determinato in modo attendibile. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e la data degli esborsi connessi all'obbligazione può essere determinata in modo attendibile, il costo stimato è oggetto di attualizzazione al tasso rappresentativo del costo del denaro per l'impresa.

L'applicazione del principio ha determinato: (i) al 1° gennaio 2005, la rettifica in diminuzione dei fondi per rischi e oneri di 27 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto (18 milioni di euro) e alla riduzione delle attività per imposte anticipate (9 milioni di euro); (ii) la riduzione dell'utile netto 2005 di 5 milioni di euro.

5. Rettifiche disavanzi di fusione e avviamento

Nel 1997 e nel 2004, Eni ha operato, rispettivamente, la fusione per incorporazione dell'Agip SpA e dell'Italgas Più allocando i disavanzi di fusione sulle attività delle incorporate nei limiti dei valori di mercato esistenti alla data delle operazioni. Per effetto dell'allocazione di tali disavanzi i valori del bilancio di esercizio risultano essere differenti rispetto a quelli del consolidato in cui: (i) le attività dell'ex Agip SpA sono mantenute al costo storico; (ii) le attività dell'ex-Italgas Più sono espresse ai valori determinati in sede di acquisizione del 56% dell'Italgas SpA a seguito dell'OPA del 2003.

La rettifica allinea i valori al 1° gennaio 2005 a quelli del bilancio consolidato e determina: (i) la diminuzione del patrimonio netto di 129 milioni di euro in contropartita alla diminuzione delle partecipazioni (245 milioni di euro), delle attività materiali (141 milioni di euro), nonché all'aumento dell'avviamento (205 milioni di euro) e delle attività per imposte anticipate (52 milioni di euro); (ii) l'aumento dell'utile netto 2005 di 9 milioni di euro connesso all'eliminazione dell'ammortamento del disavanzo di fusione allocato sulle attività materiali dell'ex Agip SpA. L'aumento dell'utile netto connesso all'eliminazione dell'ammortamento dell'avviamento derivante dalla fusione dell'Italgas Più è indicato al successivo punto 8.

6. Eliminazione rivalutazioni monetarie

Secondo i principi contabili italiani, la rivalutazione delle immobilizzazioni materiali e delle partecipazioni è consentita in conformità a specifiche disposizioni di legge nel limite del loro valore recuperabile.

Secondo gli *IFRS* non sono ammesse rivalutazioni delle immobilizzazioni materiali e delle partecipazioni anche se operate in applicazione di disposizioni di legge.

L'applicazione del principio ha determinato: (i) al 1° gennaio 2005, la rettifica in diminuzione delle attività materiali di 43 milioni di euro, pari ai maggiori valori iscritti ancora non ammortizzati o realizzati, e delle partecipazioni di 16 milioni di euro in contropartita alla riduzione del patrimonio netto (41 milioni di euro) e all'iscrizione di attività per imposte anticipate (18 milioni di euro); (ii) l'aumento dell'utile netto 2005 di 4 milioni di euro.

7. Benefici a favore dei dipendenti

Secondo i principi contabili italiani, i benefici successivi al rapporto di lavoro sono rilevati per competenza durante il periodo di attività dei dipendenti, in conformità alla legislazione e ai contratti di lavoro applicabili.

Secondo gli *IFRS*, i benefici successivi al rapporto di lavoro (es. pensioni, assicurazioni sulla vita e assistenza medica successivi al rapporto di lavoro, etc.) sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi a contributi definiti e programmi a benefici definiti. Nei programmi a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa è limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo).

I programmi a benefici definiti sono piani previdenziali, assicurativi e assistenziali che prevedono l'obbligazione dell'impresa, anche implicita, di riconoscere i benefici a favore degli ex dipendenti[1]. Gli oneri connessi (attualizzati), determinati sulla base di ipotesi attuariali, sono accantonati per competenza di esercizio coerentemente al periodo lavorativo necessario per l'ottenimento dei benefici.

(1) Considerate le incertezze relative al momento in cui verrà erogato, il TFR è assimilato a un programma a benefici definiti.

L'applicazione del principio ha determinato: (i) al 1° gennaio 2005, la rettifica in diminuzione del patrimonio netto di 27 milioni di euro, l'iscrizione di attività per imposte anticipate (14 milioni di euro) e la rettifica in diminuzione del TFR (10 milioni di euro) in contropartita all'aumento delle passività per benefici verso i dipendenti (51 milioni di euro); (ii) l'aumento dell'utile netto 2005 di 5 milioni di euro.

8. Ammortamento avviamento

Secondo i principi contabili italiani, l'avviamento è oggetto di ammortamento a quote costanti lungo il periodo di utilizzazione previsto, non superiore a cinque anni; se motivato da ragioni specifiche connesse alla realtà o alla tipologia dell'impresa è consentito ammortizzare l'avviamento in un periodo superiore non eccedente i venti anni.

Secondo gli *IFRS*, l'avviamento non è oggetto di ammortamento, bensì di valutazione almeno annuale volta a verificarne la sua recuperabilità (*impairment test*).

L'applicazione degli *IFRS* ha determinato l'aumento dell'utile netto 2005 di 27 milioni di euro.

Stato patrimoniale

(euro)	Note	31.12.2005 Totale	31.12.2005 di cui verso parti correlate	31.12.2006 Totale	31.12.2006 di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1)	748.984.646		812.171.251	
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	(2)	235.461.110		234.834.216	
Crediti commerciali e altri crediti	(3)	9.400.447.548	*2.885.934.735*	8.219.653.745	*2.061.457.206*
Rimanenze	(4)	1.311.685.882		1.896.110.428	
Attività per imposte correnti	(5)	57.755.750		154.583.894	
Altre attività	(6)	87.142.694		84.554.890	
		11.841.477.630		**11.401.908.424**	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(7)	4.954.150.208		5.506.715.418	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(8)	1.766.318.243		1.701.370.586	
Attività immateriali	(9)	858.040.640		947.865.358	
Partecipazioni	(10)	20.805.545.459		21.085.759.709	
Altre attività finanziarie	(11)	43.510.433		40.668.581	
Altre attività	(12)	815.973.712		855.375.484	
		29.243.538.695		**30.137.755.136**	
TOTALE ATTIVITÀ		**41.085.016.325**		**41.539.663.560**	
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(13)	355.139.674	*341.920.473*	319.682.699	*309.912.516*
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(14)	141.081.951	*110.521.533*	30.127.028	*27.899.300*
Debiti commerciali e altri debiti	(15)	6.688.353.051	*2.926.178.258*	6.864.618.140	*2.650.283.122*
Passività per imposte correnti	(16)	1.156.587.641		853.351.208	
Altre passività	(17)	37.872.452	*27.266.699*	59.586.947	*37.540.378*
		8.379.034.769		**8.127.366.022**	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(18)	2.448.286.943	*356.696.547*	2.401.374.150	*329.762.224*
Fondi per rischi e oneri	(19)	2.547.697.912		3.220.021.529	
Fondi per benefici ai dipendenti	(20)	255.352.112		308.091.380	
Passività per imposte differite	(21)	133.109.880		109.621.837	
Altre passività	(22)	449.720.894	*264.853.470*	437.473.908	*246.425.819*
		5.834.167.741		**6.476.582.804**	
TOTALE PASSIVITÀ		**14.213.202.510**		**14.603.948.826**	
PATRIMONIO NETTO	(23)				
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		958.922.323		959.102.123	
Altre riserve		21.769.342.838		23.733.821.390	
Utile dell'esercizio		6.042.487.136		5.821.357.775	
Acconto sul dividendo		(1.685.697.998)		(2.209.644.330)	
Azioni proprie		(4.218.599.360)		(5.374.281.100)	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**26.871.813.815**		**26.935.714.734**	
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		**41.085.016.325**		**41.539.663.560**	

Conto economico

(euro)	Note	2005 Totale	2005 *di cui verso parti correlate*	2006 Totale	2006 *di cui verso parti correlate*
Ricavi	(25)				
Ricavi della gestione caratteristica		44.794.067.595	*12.267.316.189*	52.987.253.312	*11.989.524.528*
Altri ricavi e proventi		231.346.528		185.783.099	
Totale ricavi		**45.025.414.123**		**53.173.036.411**	
Costi operativi	(26)				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(39.537.294.307)	*(16.489.962.459)*	(48.247.401.632)	*(19.229.418.990)*
- di cui non ricorrenti	*(35)*	*(290.000.000)*		*(164.675.411)*	
Costo lavoro		(779.440.443)		(932.342.562)	
Ammortamenti e svalutazioni		(871.875.931)		(828.854.512)	
Utile operativo		**3.836.803.442**		**3.164.437.705**	
Proventi (oneri) finanziari	(27)				
Proventi finanziari		859.081.251	*224.807.560*	908.517.548	*233.399.981*
Oneri finanziari		(887.827.952)	*(114.571.940)*	(872.947.601)	*(120.961.607)*
		(28.746.701)		**35.569.947**	
Proventi (oneri) su partecipazioni	(28)	**3.605.420.917**		**3.784.649.633**	*601.413.155*
Utile prima delle imposte		**7.413.477.658**		**6.984.657.285**	
Imposte sul reddito	(29)	**(1.370.990.522)**		**(1.163.299.510)**	
Utile dell'esercizio		**6.042.487.136**		**5.821.357.775**	
Utile per azione semplice	(33)	1,61		1,57	

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(milioni di euro)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Applicazione *IFRS*	Acconto dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2004	**4.004**	**9.988**	**959**	**(3.229)**	**5.392**	**95**	**4.311**			**4.684**	**26.204**
Modifica dei criteri contabili				(2)	2			670			670
Saldi al 1° gennaio 2005 rettificati	**4.004**	**9.988**	**959**	**(3.231)**	**5.394**	**95**	**4.311**	**670**		**4.684**	**26.874**
Utile dell'esercizio								**754**		**5.288**	**6.042**
Operazioni con gli azionisti											
Acconto sul dividendo (0,45 euro per azione)									(1.686)		(1.686)
Attribuzione del dividendo 2004 (0,90 euro per azione)										(3.384)	(3.384)
Destinazione dell'utile residuo 2004							1.300			(1.300)	
Acquisto azioni proprie				(1.034)							(1.034)
Emissione azioni sottoscritte a fronte piano *stock grant* e *stock option*	1					(2)	1				
Azioni proprie cedute/assegnate a fronte di piani di incentivazione dei dirigenti		30		47	(47)		17				47
	1	**30**		**(987)**	**(47)**	**(2)**	**1.318**	**754**	**(1.686)**	**604**	**(15)**
Altri movimenti di patrimonio netto											
Liberazione riserve non distribuibili						(1)	1				
Costo di competenza *stock option* e *stock grant* assegnate							5	8			13
Saldi al 31 dicembre 2005	**4.005**	**10.018**	**959**	**(4.218)**	**5.347**	**92**	**5.635**	**1.432**	**(1.686)**	**5.288**	**26.872**
Applicazione Decreto 38/2005						1.173	259	(1.432)			
Saldi al 1° gennaio 2006 rettificati	**4.005**	**10.018**	**959**	**(4.218)**	**5.347**	**1.265**	**5.894**		**(1.686)**	**5.288**	**26.872**
Utile dell'esercizio										**5.821**	**5.821**
Operazioni con gli azionisti											
Acconto sul dividendo (0,60 euro per azione)									(2.210)		(2.210)
Attribuzione del dividendo residuo 2005 (0,65 euro per azione)									1.686	(4.086)	(2.400)
Destinazione dell'utile residuo 2005							1.202			(1.202)	
Autorizzazione all'acquisto di azioni proprie					2.000		(2.000)				
Acquisto azioni proprie				(1.241)							(1.241)
Azioni proprie cedute/assegnate a fronte dei piani di incentivazione dei dirigenti		54		85	(85)		21				75
Differenza tra valore di carico delle azioni proprie cedute e il prezzo di esercizio delle *stock option* esercitate da parte dei dirigenti							7				7
		54		**(1.156)**	**1.915**		**(770)**		**(524)**	**(5.288)**	**(5.769)**
Altri movimenti di patrimonio netto											
Liberazione riserve non distribuibili						(63)	63				
Rigiro rettifiche *IFRS* di prima applicazione ex Decreto 38						(1.172)	1.172				
Disavanzo di fusione EniTecnologie SpA							(2)				(2)
Effetto valutazione al *fair value* dei titoli disponibili per la vendita						(1)					(1)
Costo di competenza *stock option* e *stock grant* assegnate							14				14
Saldi al 31 dicembre 2006	**4.005**	**10.072**	**959**	**(5.374)**	**7.262**	**29**	**6.371**		**(2.210)**	**5.821**	**26.935**

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	**Esercizio 2005**	**Esercizio 2006**
Utile dell'esercizio	6.042	5.821
Ammortamenti	867	825
Svalutazioni (rivalutazioni) nette	242	947
Variazioni fondi per rischi e oneri	749	70
Variazione fondo benefici ai dipendenti	15	39
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(252)	(12)
Dividendi	(3.531)	(4.063)
Interessi attivi	(102)	(138)
Interessi passivi	95	98
Differenze cambio non realizzate		3
Imposte sul reddito del periodo, correnti, differite e anticipate	1.371	1.163
Altre variazioni	5	14
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	*5.501*	*4.767*
Variazioni:		
- rimanenze	(990)	(609)
- crediti commerciali e altri	(1.726)	91
- altre attività	(15)	(110)
- debiti commerciali e altri	2.102	293
- altre passività	(29)	(315)
Flusso di cassa del risultato operativo	*4.843*	*4.117*
Dividendi incassati	3.531	4.063
Interessi incassati	101	138
Interessi pagati	(102)	(98)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(1.134)	(1.166)
Flusso di cassa netto da attività d'esercizio	**7.239**	**7.054**
di cui flusso di cassa netto da attività d'esercizio verso parti correlate	***402***	***(3.286)***
Investimenti:		
- immobilizzazioni immateriali	(123)	(285)
- immobilizzazioni materiali	(776)	(806)
- partecipazioni	(938)	(1.163)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(61)	(142)
Flusso di cassa degli investimenti	*(1.898)*	*(2.396)*
Disinvestimenti:		
- immobilizzazioni materiali	3	138
- immobilizzazioni immateriali	29	2
- partecipazioni	793	122
- crediti finanziari	33	1.011
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		(2)
- rami d'azienda	(20)	
Flusso di cassa dei disinvestimenti	*838*	*1.271*
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(1.060)**	**(1.125)**
di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate	***(275)***	***(343)***

(milioni di euro)	Esercizio 2005	Esercizio 2006
Assunzione di debiti finanziari a lungo	4	62
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(83)	(140)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	172	(35)
Dividendi pagati	(5.070)	(4.610)
Acquisto e vendita di azioni proprie	(1.034)	(1.166)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(6.011)**	**(5.889)**
di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate	**93**	*(85)*
Effetto delle fusioni [1]		*23*
Flusso di cassa netto del periodo	**168**	**63**
Disponibilità liquide ed equivalenti all'inizio del periodo	**581**	**749**
Disponibilità liquide ed equivalenti alla fine del periodo	**749**	**812**

(1) Relativo interamente a rapporti con parti correlate.

Operazioni che non hanno comportato flussi di cassa

Acquisiziondi partecipazioni con conferimento rami d'azienda:

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(milioni di euro)	Esercizio 2005	Esercizio 2006
Analisi dei conferimenti dei rami d'azienda		
Attività a lungo termine		119
Indebitamento		(59)
Effetto netto del conferimento		60
Acquisizione di partecipazioni		**60**

■ Criteri di redazione

Secondo le disposizioni dell'art. 4, comma 1 del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38, a partire dall'esercizio 2006, il bilancio di esercizio (bilancio separato) di Eni SpA è redatto in conformità ai principi contabili internazionali (*IFRS*) omologati dalla Commissione Europea.
Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

■ Criteri di valutazione

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e controllate congiuntamente. In particolare, le partecipazioni in imprese controllate, collegate e controllate congiuntamente sono valutate al costo di acquisto comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione. In presenza di eventi che fanno presumere una riduzione di valore, la recuperabilità del valore di iscrizione delle partecipazioni è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. In assenza di un accordo di vendita vincolante, il *fair value* è stimato sulla base dei valori espressi da un mercato attivo, da transazioni recenti ovvero sulla base delle migliori informazioni disponibili per riflettere l'ammontare che l'impresa potrebbe ottenere dalla vendita dell'*asset*. Il valore d'uso è determinato, generalmente, nei limiti della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, attualizzando i flussi di cassa attesi dell'*asset* e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e documentabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche prevedibili, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che tiene conto del rischio implicito nei settori di attività in cui opera l'impresa.
Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il patrimonio netto è rilevato in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.
Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni valutate al costo sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi/oneri su partecipazioni".
Le altre partecipazioni sono valutate al *fair value* con imputazione degli effetti a conto economico, se possedute per attività di *trading*, ovvero alla voce di patrimonio netto "Altre riserve"; in quest'ultima fattispecie la riserva è imputata a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Quando il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, le partecipazioni sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino.

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

□ Schemi di bilancio

Le voci dello schema di stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura. Il prospetto delle variazioni del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi del periodo e le altre variazioni del patrimonio netto. Lo schema di rendiconto finanziario è definito secondo il "metodo indiretto" rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

Note al bilancio di esercizio

Attività correnti

1 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le *disponibilità liquide ed equivalenti* di 812 milioni di euro (749 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si riferiscono principalmente a depositi presso Enifin SpA (766 milioni di euro).

2 Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita

Le *altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita* di 235 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2005	Incrementi	Cessioni	Effetto valutazione al *fair value*	Altre variazioni	Valore al 31.12.2006
Titoli non strumentali all'attività operativa:						
- Titoli quotati emessi dallo Stato Italiano	235			(1)	1	235
	235			(1)	1	**235**

I titoli sono da considerarsi attività disponibili per la vendita e riguardano i Certificati di Credito del Tesoro ottenuti a rimborso di crediti di imposta.
La variazione del *fair value* dei titoli disponibili per la vendita (1 milione di euro), rilevata nel periodo è imputata a patrimonio netto, al netto del relativo effetto fiscale.
Al 31 dicembre 2005 e al 31 dicembre 2006 Eni non detiene attività finanziarie negoziabili.

3 Crediti commerciali e altri crediti

I *crediti commerciali e altri crediti* di 8.220 milioni di euro (9.401 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Crediti commerciali	8.025	7.854
Crediti finanziari:		
- non strumentali all'attività operativa	1.011	1
Altri crediti:		
- relativi all'attività di disinvestimento	15	18
- altri	350	347
	9.401	**8.220**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 246 milioni di euro (263 milioni di euro al 31 dicembre 2005); le svalutazioni e le riprese di valore, rilevate nell'esercizio alla voce "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi", ammontano rispettivamente a 57 milioni di euro e a 12 milioni di euro, come di seguito indicato:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2005	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2006
Crediti commerciali	182	57	(12)		227
Altri crediti	81			(62)	19
	263	**57**	(12)	(62)	**246**

I crediti commerciali di 7.854 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale (4.380 milioni di euro) e dalla vendita di prodotti petroliferi (3.165 milioni di euro).
I crediti derivanti dalla cessione di gas naturale riguardano: (i) crediti verso clienti (3.766 milioni di euro); (ii) crediti verso imprese controllate (530 milioni di euro), in particolare EniPower SpA (199 milioni di euro), Stoccaggi Gas Italia SpA (105 milioni di euro), Toscana Energia Clienti SpA (70 milioni di euro) e Napoletana Gas Clienti SpA (48 milioni di euro); (iii) crediti verso imprese collegate e a controllo congiunto (103 milioni di euro), in particolare verso Promgas SpA (44 milioni di euro), Raffineria di Milazzo ScpA (9 milioni di euro) e Trans Austria Gasleitung GmbH (7 milioni di euro).
I crediti derivanti dalla vendita di prodotti petroliferi riguardano: (i) crediti verso clienti (2.293 milioni di euro); (ii) crediti verso imprese controllate (856 milioni di euro), in particolare AgipFuel SpA (403 milioni di euro), Agip España SA (93 milioni di euro), Agip Deutschland GmbH (75 milioni di euro), Polimeri Europa SpA (65 milioni di euro) e American Agip Co Inc (40 milioni di euro).
I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 1 milione di euro (1.011 milioni di euro al 31 dicembre 2005) riguardano essenzialmente un credito a breve termine verso Enifin SpA. Il decremento è dovuto alla scadenza del credito non successivamente rinnovato.
Gli altri crediti di 365 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Acconti per servizi e forniture	118	122
Crediti verso *partner* in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione	46	79
Anticipi al personale	8	13
Altri crediti	193	151
	365	**365**

Gli altri crediti di 151 milioni di euro riguardano principalmente: (i) crediti verso imprese controllate per il consolidato fiscale (51 milioni di euro); (ii) crediti verso la Blue Stream Pipeline Co Ltd per commissioni a fronte delle garanzie rilasciate nell'interesse di quest'ultima (34 milioni di euro); (iii) crediti per contributi a fondo perduto (18 milioni di euro).
L'analisi per valuta dei crediti commerciali e altri crediti è di seguito indicata:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Euro	7.838	6.797
Dollaro USA	1.563	1.423
	9.401	**8.220**

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34.
Il valore di mercato dei crediti commerciali e degli altri crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è indicato alla nota n. 31.

4 Rimanenze

Le *rimanenze* di 1.896 milioni di euro (1.312 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Materie prime, sussidiarie e di consumo	485	363
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	18	26
Lavori in corso su ordinazione	13	3
Prodotti finiti e merci	796	1.504
	1.312	**1.896**

Le rimanenze sono indicate al netto del fondo svalutazione di 45 milioni di euro (16 milioni di euro al 31 dicembre 2005). Le svalutazioni e gli utilizzi rilevati nell'esercizio alla voce "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi", ammontano rispettivamente a 32 milioni di euro e a 3 milioni di euro, come di seguito indicato:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2005	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2006
Materie prime, sussidiarie e di consumo	12	10	(3)		19
Prodotti finiti e merci	4	22			26
	16	**32**	**(3)**		**45**

Al 31 dicembre 2006 le rimanenze sono costituite principalmente:
- per le materie prime sussidiarie e di consumo da greggio (279 milioni di euro);
- per i prodotti in corso di lavorazione e semilavorati da nafte in deposito presso le raffinerie (26 milioni di euro);
- per i prodotti finiti e merci, da gas naturale principalmente depositato presso Stoccaggi Gas Italia SpA (1.036 milioni di euro) e da prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi (468 milioni di euro).

5 Attività per imposte correnti

Le *attività per imposte correnti* di 155 milioni di euro (58 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Amministrazione finanziaria italiana:		
- Imposte di consumo	7	77
- IVA	20	49
- Accise	13	13
- Altre imposte indirette	12	8
	52	**147**
Amministrazioni finanziarie estere	6	8
	58	**155**

L'incremento delle imposte di consumo rispetto all'esercizio precedente, pari a 70 milioni di euro, è attribuibile principalmente alla riduzione del fatturato di vendita gas a clienti finali in Italia che ha comportato un'eccedenza degli acconti di imposta versati.

6 Altre attività

Le *altre attività* di 83 milioni di euro (87 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Fair value su contratti derivati non di copertura	12	4
Altre attività	75	79
	87	**83**

Il *fair value* sui contratti derivati non di copertura di 4 milioni di euro si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005		31.12.2006	
	Fair Value	Impegni	*Fair Value*	Impegni
Gestione del rischio di cambio				
Currency swap	1	94	..	213
Outright	8	748	4	640
Gestione del rischio di tasso				
Interest rate swap	..	6		
Interest rate collar	..	11		
Gestione dei rischi sui prezzi delle merci				
Over the counter	3	117	..	55
Future	..	6	..	12
	12	**982**	**4**	**920**

La società non stipula contratti derivati con finalità speculative, ma effettuando operazioni anche su esposizioni nette, non è in grado di soddisfare le condizioni formali indicate dallo *IAS* 39 "Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione" in merito alla qualificazione dei contratti come di copertura.
Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura, alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi d'impresa" delle Note al bilancio consolidato.
Le altre attività di 79 milioni di euro comprendono principalmente le quote di competenza dei futuri esercizi degli oneri pluriennali relativi ai noleggi e locazioni (40 milioni di euro).

Attività non correnti

7 Immobili, impianti e macchinari

Gli *immobili, impianti e macchinari* di 5.507 milioni di euro (4.954 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti e Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2005								
Terreni	151				5	156	156	
Fabbricati	187	1	(18)	(15)	19	174	548	374
Impianti e macchinari	3.570	28	(643)	(248)	845	3.552	13.294	9.742
Attrezzature industriali e commerciali	43		(23)		6	26	180	154
Altri beni	60	4	(19)		13	58	324	266
Immobilizzazioni in corso e acconti	954	743		(42)	(667)	988	988	
	4.965	**776**	**(703)**	**(305)**	**221**	**4.954**	**15.490**	**10.536**
31.12.2006								
Terreni	156			(3)	2	155	155	
Fabbricati	174		(15)	(2)	41	198	591	393
Impianti e macchinari	3.552		(586)	(211)	1.188	3.943	14.004	10.061
Attrezzature industriali e commerciali	26	2	(16)		16	28	233	205
Altri beni	58	21	(21)		15	73	364	291
Immobilizzazioni in corso e acconti	988	783		(47)	(614)	1.110	1.110	
	4.954	**806**	**(638)**	**(263)**	**648**	**5.507**	**16.457**	**10.950**

I *terreni* (155 milioni di euro) riguardano principalmente le aree sulle quali insistono gli impianti di distribuzione dei carburanti.
I *fabbricati* (198 milioni di euro) riguardano principalmente fabbricati industriali impiegati nell'attività di raffinazione e nell'attività non *oil* della rete di distribuzione.
Gli *impianti e macchinari* (3.943 milioni di euro) riguardano essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi e i costi di perforazione dei pozzi (1.553 milioni di euro), i costi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti (768 milioni di euro), gli impianti di raffinazione (727 milioni di euro) e gli impianti di distribuzione carburanti (651 milioni di euro).
Le *attrezzature industriali e commerciali* (28 milioni di euro) si riferiscono principalmente agli strumenti di laboratorio della raffinazione e della logistica nonché ad attrezzature commerciali del comparto non *oil* della rete di distribuzione carburanti.
Gli *altri beni* (73 milioni di euro) riguardano principalmente le attrezzature informatiche (49 milioni di euro).
Le *immobilizzazioni in corso e acconti* (1.110 milioni di euro) riguardano in particolare gli investimenti relativi allo sviluppo della Val d'Agri, le ristrutturazioni e il potenziamento degli impianti della rete commerciale, gli interventi di ampliamento delle strutture di raffineria, gli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente nonché gli interventi di perforazione e riperforazione su campi esistenti volti al miglioramento della capacità produttiva.
Gli investimenti di 806 milioni di euro (776 milioni di euro al 31 dicembre 2005) sono analizzati nel paragrafo "Investimenti tecnici" della Relazione sulla gestione.
Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 5,025%.
I principali coefficienti di ammortamento adottati per gli esercizi 2005 e 2006 sono compresi nei seguenti intervalli:

(% annua)	
Fabbricati	3 - 10
Pozzi impianti di sfruttamento	aliquota UOP
Impianti specifici di raffineria e logistica	6,25 - 14
Impianti specifici di distribuzione	10
Altri impianti e macchinari	4 - 30
Attrezzature industriali e commerciali	7,5 - 35
Altri beni	12 - 40

Le dismissioni di 263 milioni di euro riguardano principalmente l'operazione relativa alla rideterminazione delle quote di partecipazione nella concessione Val d'Agri (123 milioni di euro) e al conferimento dell'oleodotto Viggiano – Taranto alla Società Oleodotti Meridionali SpA, avvenuto in data 11 dicembre 2006 (119 milioni di euro).
Le altre variazioni di 648 milioni di euro riguardano principalmente la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti (608 milioni di euro), la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio (628 milioni di euro) e l'incremento patrimoniale conseguente alla fusione per incorporazione di EniTecnologie SpA (26 milioni di euro).
Gli immobili, impianti e macchinari includono beni gratuitamente devolvibili per 75 milioni di euro, di cui 62 milioni di euro riferiti a impianti di distribuzione che insistono su aree autostradali e 13 milioni di euro a terminali marittimi e oleodotti annessi alle raffinerie e ai depositi costieri edificati su terreni demaniali.
I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a 6 milioni di euro (11 milioni di euro al 31 dicembre 2005).
Gli immobili, impianti e macchinari assunti in *leasing* finanziario ammontano a 8 milioni di euro.

Gli immobili, impianti e macchinari per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	7.828	8.242
- Gas & Power	99	110
- Refining & Marketing	7.531	8.051
- Corporate	32	54
	15.490	**16.457**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	5.283	5.380
- Gas & Power	45	47
- Refining & Marketing	5.185	5.496
- Corporate	23	27
	10.536	**10.950**
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	2.545	2.862
- Gas & Power	54	63
- Refining & Marketing	2.346	2.555
- Corporate	9	27
	4.954	**5.507**

8 Rimanenze immobilizzate - Scorte d'obbligo

Le *rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo* di 1.701 milioni di euro (1.766 euro al 31 dicembre 2005) includono 5,01 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al D.P.R 31 gennaio 2001, n. 22. La misura è determinata annualmente dal Ministero delle Attività Produttive.

9 Attività immateriali

Le *attività immateriali* di 948 milioni di euro (858 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti e svalutazioni	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2005							
Attività immateriali a vita utile definita							
- Costi di ricerca e sviluppo		76	(76)			136	136
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	68	12	(54)	11	37	500	463
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	91	17	(29)	1	80	281	201
- Immobilizzazioni in corso e acconti	26	16		(17)	25	25	
- Altre attività immateriali	64	1	(9)	(18)	38	101	63
Attività immateriali vita utile indefinita							
- Avviamento	23	1	(4)	658	678	739	61
	272	**123**	**(172)**	**635**	**858**	**1.782**	**924**
31.12.2006							
Attività immateriali a vita utile definita							
- Costi di ricerca e sviluppo		108	(108)			138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	37	9	(28)	4	22	517	495
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	80	151	(44)	(2)	185	430	245
- Immobilizzazioni in corso e acconti	25	17		(5)	37	37	
- Altre attività immateriali	38		(10)		28	101	73
Attività immateriali a vita utile indefinita							
- Avviamento	678		(3)	1	676	740	64
	858	**285**	**(193)**	**(2)**	**948**	**1.963**	**1.015**

I *costi di ricerca e sviluppo* riguardano essenzialmente i costi dell'attività di ricerca di idrocarburi (106 milioni di euro), interamente ammortizzati nell'esercizio.

I *diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno* di 22 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno del *software* tecnico-scientifico e amministrativo, i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria e diritti di utilizzazione di *software* per la gestione clienti gas.

I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 20% al 33%.

Le *concessioni, licenze, marchi e diritti simili* di 185 milioni di euro riguardano essenzialmente i diritti minerari della concessione Val d'Agri e le concessioni di sfruttamento minerario dei campi di Bonaccia (24 milioni di euro), Caldarosa (22 milioni di euro), nonché di Anemone e Azalea (6 milioni di euro).

Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (*UOP*) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

Le *immobilizzazioni in corso e acconti* di 37 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo interno di *software* tecnico-scientifico e amministrativo.

Le *altre attività immateriali* di 28 milioni di euro riguardano essenzialmente le somme versate alla Regione Basilicata, al netto dell'ammortamento (effettuato con il metodo dell'unità di prodotto), sulla base degli accordi attuativi stipulati con la stessa connessi al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni nell'area della Val d'Agri (26 milioni di euro).

L'*avviamento* di 676 milioni di euro riguarda il valore del portafoglio clienti attribuito in sede di allocazione del disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione di Italgas Più (656 milioni di euro), nonché le somme corrisposte a titolo di avviamento in occasione dell'acquisto di rami di azienda.

Ai fini della determinazione del valore recuperabile l'avviamento relativo al valore del portafoglio clienti attribuito in sede di allocazione del disavanzo di fusione è stato allocato sulla *cash generating unit* costituita dalla Divisione Gas & Power. Il valore recuperabile della *cash generating unit* è stato determinato sulla base del valore d'uso, ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi utilizzando il Piano strategico quadriennale approvato dal Consiglio di Amministrazione, per il periodo 2007-2010. I flussi di cassa sono stati attualizzati col tasso del 5,09%. Per gli anni non compresi nel Piano strategico quadriennale è stato utilizzato un tasso di crescita in termini reali pari allo 0,5%.
Gli investimenti di 285 milioni di euro (123 milioni di euro al 31 dicembre 2005) sono riferiti essenzialmente all'operazione relativa alla rideterminazione delle quote di partecipazione nella concessione petrolifera della Val d'Agri (140 milioni di euro) e a costi sostenuti per la ricerca mineraria (106 milioni di euro).
Le altre variazioni riguardano principalmente la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio.

Le attività immateriali per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Attività immateriali lorde:		
- Exploration & Production	520	678
- Gas & Power	766	766
- Refining & Marketing	279	428
- Corporate	217	91
	1.782	**1.963**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	385	443
- Gas & Power	95	102
- Refining & Marketing	246	395
- Corporate	198	75
	924	**1.015**
Attività immateriali nette:		
- Exploration & Production	135	235
- Gas & Power	671	664
- Refining & Marketing	33	33
- Corporate	19	16
	858	**948**

10 Partecipazioni

Le *partecipazioni* di 21.086 milioni di euro (20.805 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Interventi sul capitale	Acquisizioni	Alienazioni	Rettifiche di valore	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2005									
Partecipazioni in:									
- imprese controllate	19.995	897	258	(51)	(587)	(437)	20.075	28.444	8.369
- imprese collegate e a controllo congiunto	828		6	(506)	396		724	754	30
- altre imprese	9			(2)		(1)	6	6	
	20.832	**897**	**264**	**(559)**	**(191)**	**(438)**	**20.805**	**29.204**	**8.399**
31.12.2006									
Partecipazioni in:									
- imprese controllate	20.050	1.035	29	(114)	(801)	157	20.356	29.513	9.157
- Imprese collegate e a controllo congiunto	749		99			(124)	724	754	30
- altre imprese	6						6	6	
	20.805	**1.035**	**128**	**(114)**	**(801)**	**33**	**21.086**	**30.273**	**9.187**

Gli interventi sui capitali (1.035 milioni di euro) riguardano essenzialmente la Syndial SpA (927 milioni di euro) e la costituzione di Eni Insurance Ltd (100 milioni di euro).

Le acquisizioni (128 milioni euro) riguardano essenzialmente l'acquisto dall'Ente Siciliano per la Promozione Industriale in liquidazione del 50% del capitale sociale di Siciliana Gas SpA (99 milioni di euro) e l'acquisto dalla Syndial SpA dello 0,90639% del capitale sociale della Polimeri Europa SpA (14 milioni di euro).

Le alienazioni (114 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) la cessione alla Saipem Projects SpA della partecipazione posseduta (100% Eni) nella Snamprogetti SpA (91 milioni di euro); (ii) la cessione a Shell Italia E&P SpA del 28,833% del capitale sociale della Società Oleodotto Meridionali SpA (18 milioni di euro).

Le rettifiche di valore (801 milioni di euro) riguardano in particolare le svalutazioni delle partecipazioni Syndial SpA (678 milioni di euro) e Tigaz Zrt (108 milioni di euro).

Le altre variazioni (33 milioni di euro) riguardano: (i) il conferimento del ramo d'azienda "Oleodotto Viggiano-Taranto" nella Società Oleodotti Meridionali SpA (60 milioni di euro); (ii) le operazioni straordinarie relative alle attività di distribuzione e vendita del gas in Toscana, in particolare la fusione per incorporazione della Fiorentina Gas Clienti SpA nella Toscana Gas Clienti SpA, contestualmente ridenominata Toscana Energia Clienti SpA (10 milioni di euro); (iii) la fusione per incorporazione di EniTecnologie SpA (38 milioni di euro); (iii) le operazioni straordinarie relative all'attività di distribuzione e vendita del gas in Sicilia, in particolare la scissione della Siciliana Gas SpA a favore della Siciliana Gas Clienti SpA e il conferimento all'Italgas SpA della partecipazione in Siciliana Gas SpA.

Informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2006, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto a partecipazione diretta di Eni SpA" che fa parte integrante delle presenti note.

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e a controllo congiunto con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(milioni di euro)

Denominazione	Quota % posseduta	Saldo netto al 31.12.2005	Saldo netto al 31.12.2006 A	Valore di patrimonio netto B	Differerenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Acqua Campania SpA	10,200	1	1	1	
Adriaplin doo	51,000	14	14	11	(3)
Afi Hotels Ltd (in liquidazione)	100,000	2	2	2	
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000		4	4	
AgipFuel SpA	100,000	3	3	13	10
AgipRete SpA [1]	100,000	15	15	23	8
Consorzio S.E.T. Sviluppo Elettrico Trecate	50,000			..	
Distribuidora de Gas Cuyana SA	6,840	14	14	12	(2)
Ecofuel SpA	100,000	48	48	239	191
Energy Maintenance Services SpA		5			
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni Gas & Power Deutschland SpA	100,000	6	6	56	50
Eni Hellas SpA	100,000	198	198	208	10
Eni Insurance Ltd	100,000		100	105	5
Eni International BV	100,000	4.874	4.874	15.165	10.291
Eni International Bank Ltd	99,998	43	43	50	7
Eni Investments Plc	99,990	3.926	3.926	4.236	310
Eni Medio Oriente SpA	100,000	..	..	..	..
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	133	133	210	77
Eni Petroleum Co Inc	63,860	649	649	724	75
Eni Portugal Investment SpA	100,000	716	716	1.163	447
EniPower SpA	100,000	955	955	1.032	77
EniTecnologie SpA		31			
Fiorentina Gas Clienti SpA		24			
EniServizi SpA [1]	100,000	14	14	16	2
Hotel Assets Ltd	100,000	11	11	12	1
Ieoc SpA	100,000	25	15	15	
Inversora de Gas Cuyana SA	76,000	75	75	26	(49)
LNG Shipping SpA	100,000	285	285	371	86
Padana Assicurazioni SpA	26,750	5	5	81	76
Polimeri Europa SpA	100,000	1.379	1.393	1.501	108
Praoil Oleodotti Italiani SpA	100,000	74	74	95	21
Raffineria di Gela Srl	100,000	123	123	131	8
Saipem SpA [2]	42,913	182	182	309	127
Servizi Aerei SpA [1]	100,000	28	28	31	3
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	2	2	2	
Siciliana Gas Clienti SpA	100,000		4	5	1
SnamProgetti SpA		91			
Snam Rete Gas SpA [3]	50,044	1.991	1.991	3.699	1.708
Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid SpA	99,612	241	241	422	181
Società Finanziaria Eni SpA - Enifin	100,000	253	253	396	143
Società Italiana per il Gas SpA - Italgas	100,000	2.015	2.135	2.462	327
Società Oleodotti Meridionali SpA	70,000		42	42	

(milioni di euro)

Denominazione	Quota % posseduta	Saldo netto al 31.12.2005	Saldo netto al 31.12.2006 A	Valore di patrimonio netto B	Differerenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Società Petrolifera Italiana SpA	99,960	36	36	44	8
Stoccaggi Gas Italia SpA (1)	100,000	1.136	1.136	1.369	233
Syndial SpA (4)	99,999	123	372	372	
Tecnomare SpA	65,000	7	15	32	17
Tigaz Zrt	50,000	224	116	159	43
Toscana Energia Clienti SpA	61,450		34	39	5
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	100,000	51	51	83	32
Totale imprese controllate		**20.050**	**20.356**	**34.971**	**14.615**
Imprese collegate e a controllo congiunto:					
Acam Clienti SpA	48,990	6	6	5	(1)
Distribuidora de Gas del Centro SA	31,350	60	60	37	(23)
Inversora de Gas del Centro SA	25,000	18	18	15	(3)
Raffineria di Milazzo ScpA	50,000	170	170	171	1
Setgas SA	21,871	2	2	4	2
Siciliana Gas SpA		25			
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	25	25	50	25
Unión Fenosa Gas SA	50,000	442	442	503	61
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl	2,815	1	1	1	
Totale imprese controllate e a controllo congiunto		**749**	**724**	**786**	**62**
Totale imprese controllate, collegate e a controllo congiunto		**20.799**	**21.080**	**35.757**	**14.677**

(1) Il valore del patrimonio netto delle società costituite attraverso conferimenti tiene conto dei maggiori valori riconosciuti dalle perizie asseverate dai rispettivi Consigli di Amministrazione.
(2) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2006 (19,708 euro per azione) ammonta a 3.733 milioni di euro.
(3) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio consolidato della società. La valutazione di borsa al 31 dicembre 2006 (4,290 euro per azione) ammonta a 4.199 milioni di euro.
(4) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali nè vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità. In considerazione della consistenza patrimoniale e delle prospettive reddituali risultanti dai piani quadriennali, non si è proceduto alla svalutazione di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto, in particolare:

- Adriaplin doo, il cui valore di iscrizione di 14 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 3 milioni di euro;
- Distribuidora de Gas Cuyana SA, il cui valore di iscrizione di 14 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 2 milioni di euro;
- Inversora de Gas Cuyana SA, il cui valore di iscrizione di 75 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 49 milioni di euro;
- Acam Clienti SpA, il cui valore di iscrizione di 6 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 1 milione di euro;
- Distribuidora de Gas del Centro SA, il cui valore di iscrizione di 60 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 23 milioni di euro;
- Inversora de Gas del Centro SA, il cui valore di iscrizione di 18 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 3 milioni di euro.

11 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie di 41 milioni di euro (43 milioni di euro al 31 dicembre 2005), sono tutte denominate in euro e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	9	8
- non strumentali all'attività operativa	13	12
Titoli:		
- strumentali all'attività operativa	20	20
Altre attività finanziarie	1	1
	43	**41**

I titoli strumentali all'attività operativa di 20 milioni di euro riguardano titoli di Stato relativi al cauzionamento bombole a norma della legge 539/1985. Il valore di mercato delle attività finanziarie valutate al costo è indicato alla nota n. 31.
La scadenza delle altre attività finanziarie al 31 dicembre 2006 si analizza come segue:

(milioni di euro)	Esigibili entro l'esercizio successivo (1)	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Esigibili oltre 5 anni
Crediti finanziari:			
- strumentali all'attività operativa			8
- non strumentali all'attività operativa	1	10	2
Titoli:			
- strumentali all'attività operativa		20	
Altre attività finanziarie			1
	1	**30**	**11**

(1) I crediti finanziari esigibili entro l'esercizio sono indicati nella nota n. 3 "Crediti commerciali e altri crediti".

Il valore di mercato delle altre attività finanziarie è indicato alla nota n. 31.

12 Altre attività

Le altre attività di 855 milioni di euro (816 milioni di euro al 31 dicembre 2005), si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Crediti d'imposta	765	776
Altre attività	51	79
	816	**855**

I crediti d'imposta di 776 milioni di euro sono così costituiti:

(milioni di euro)	
Crediti di imposta chiesti a rimborso	481
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	306
Fondo svalutazione crediti di imposta	(11)
	776

L'aumento dei crediti di imposta, rispetto al 31 dicembre 2005, risulta pari a 11 milioni di euro.
Le altre attività comprendono principalmente: (i) i crediti verso Tamoil per un contratto di lavorazione greggi sul sistema di raffinazione (25 milioni di euro); (ii) i crediti per la cessione all'Ente fiera di Milano di un terreno situato a Rho (21 milioni di euro).
Il valore di mercato delle altre attività non correnti, esclusi i crediti di imposta, è indicato alla nota n. 31.

Passività correnti

13 Passività finanziarie a breve termine

Le *passività finanziarie a breve termine* di 320 milioni di euro (355 milioni di euro al 31 dicembre 2005) riguardano essenzialmente i rapporti con l'impresa controllata Enifin SpA.
L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è di seguito indicata:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Euro	350	277
Dollaro USA	5	34
Lira Sterlina		9
	355	**320**

Le passività finanziarie a breve termine, denominate in euro, presentano un tasso di interesse variabile pari al 3,178% (2,445% al 31 dicembre 2005).

14 Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine

La *quota a breve di passività finanziarie a lungo termine* (30 milioni di euro) è indicata nella nota n. 18 "Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo", cui si rinvia.

15 Debiti commerciali e altri debiti

I *debiti commerciali e gli altri debiti* di 6.865 milioni di euro (6.688 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

	31.12.2005	31.12.2006
Debiti commerciali	5.792	5.921
Acconti e anticipi	171	169
Altri debiti		
- relativi all'attività di investimento	460	331
- altri	265	444
	6.688	**6.865**

I debiti commerciali di 5.921 milioni di euro riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (3.685 milioni di euro), debiti verso imprese controllate (2.092 milioni di euro) e debiti verso imprese collegate e a controllo congiunto per (144 milioni di euro).
La variazione rispetto all'esercizio precedente di 129 milioni di euro si riferisce principalmente all'effetto dell'aumento dei prezzi medi di acquisto del gas connesso all'incremento dei parametri energetici di riferimento.
I debiti commerciali verso imprese controllate di 2.092 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) l'acquisto di greggio (1.019 milioni di euro); (ii) il trasporto e la distribuzione di gas naturale verso Snam Rete Gas SpA (236 milioni di euro) e Italgas SpA (180 milioni di euro); (iii) le prestazioni di servizi di ingegneria ricevuti da Snamprogetti SpA (108 milioni di euro); (iv) i compensi dovuti a EniPower SpA per la somministrazione di energia elettrica (98 milioni di euro); (v) i compensi di lavorazione dovuti alla Raffineria di Gela SpA (84 milioni di euro); (vi) il servizio di modulazione e stoccaggio verso Stoccaggi Gas Italia SpA (38 milioni di euro); (vii) i debiti verso Serfactoring SpA per crediti ceduti da fornitori di Eni (36 milioni di euro).
I debiti commerciali verso imprese collegate e a controllo congiunto di 144 milioni di euro riguardano principalmente: (i) l'acquisto di gas naturale nei confronti di Promgas SpA (39 milioni di euro); (ii) il trasporto di gas naturale verso Trans Austria Gasleitung GmbH (18 milioni di euro); (iii) il vettoriamento gas verso l'Azienda Energia e Servizi Torino SpA (18 milioni di euro); (iv) i compensi di lavorazione dovuti alla Raffineria di Milazzo ScpA (12 milioni di euro).
Gli acconti e anticipi di 169 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) i buoni carburante prepagati in circolazione (109 milioni di euro); (ii) gli acconti ricevuti da terzi per le attività in *joint venture* della Divisione Exploration & Production (19 milioni di euro); (iii) gli acconti ricevuti da EniPower SpA (13 milioni di euro) relativi alla parte fissa del corrispettivo dovuto a fronte dell'impegno assunto da Eni di ridurre le emissioni inquinanti nel sito industriale di Sannazzaro de'Burgundi.

Gli altri debiti riguardano essenzialmente: (i) debiti diversi verso il personale (136 milioni di euro); (ii) debiti verso controllate per consolidato fiscale (76 milioni di euro); (iii) debiti verso le società controllate per l'Iva di Gruppo (63 milioni di euro); (iv) debiti verso istituti di previdenza sociale (50 milioni di euro).

L'analisi per valuta dei debiti commerciali e altri debiti è di seguito indicata:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Euro	5.216	5.701
Dollaro USA	1.468	1.157
Lira Sterlina	4	6
Altre valute		1
	6.688	**6.865**

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34.
Il valore di mercato dei debiti commerciali e altri debiti esigibili oltre l'esercizio successivo è indicato alla nota n. 31.

16 Passività per imposte correnti

Le *passività per imposte correnti* di 853 milioni di euro (1.157 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Accise e imposte di consumo	775	589
Royalty su idrocarburi estratti	146	167
Ires	46	64
Ritenute Irpef su lavoro dipendente	14	23
IVA	136	8
Irap	32	1
Altre imposte e tasse	8	1
	1.157	**853**

Le accise e imposte di consumo di 589 milioni di euro diminuiscono di 186 milioni di euro per effetto essenzialmente sia della riduzione dei ricavi di vendita gas effettuate a clienti finali in Italia sia della minore immissione a consumo di prodotti petroliferi avvenuta negli ultimi mesi del 2006.
Le imposte sul reddito sono commentate alla nota n. 29.

17 Altre passività

Le *altre passività* di 60 milioni di euro (38 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Fair Value su contratti derivati non di copertura	5	17
Altre passività	33	43
	38	**60**

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura di 17 milioni di euro si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005		31.12.2006	
	Fair Value	Impegni	*Fair Value*	Impegni
Gestione del rischio di cambio				
Outright	2	286	6	431
Currency swap	3	366	1	297
Gestione dei rischi sui prezzi delle merci				
Over the counter			10	128
	5	**652**	**17**	**856**

La società non stipula contratti derivati con finalità speculative, ma effettuando operazioni anche su esposizioni nette, non è in grado di soddisfare le condizioni formali indicate dallo *IAS* 39 "Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione" in merito alla qualificazione dei contratti come di copertura.
Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura, alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi" delle Note al bilancio consolidato.
Le altre passività al 31 dicembre 2006 comprendono la quota a breve di competenza dei futuri esercizi dei compensi di carattere pluriennale riconosciuti per i contratti di trasporto gas (v. nota n. 22).

Passività non correnti

18 Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Le *passività finanziarie a lungo termine*, comprensive delle quote a breve termine, di 2.431 milioni di euro (2.589 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005			31.12.2006		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Obbligazioni	2.058		2.058	2.058		2.058
Banche	24	30	54	1	2	3
Altri finanziatori:						
- imprese controllate	356	110	466	329	28	357
- altri	10	1	11	13		13
	2.448	**141**	**2.589**	**2.401**	**30**	**2.431**

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, sono denominate in euro.
Le passività finanziarie verso altri finanziatori e banche presentano un tasso di interesse fisso. Il tasso medio di interesse delle passività finanziarie a lungo, comprese le quote a breve, in essere al 31 dicembre 2006 è del 4,847% (4,6% al 31 dicembre 2005). I tassi di interesse effettivi adottati sono compresi tra il 3,7% e il 9,32%.

La scadenza delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, si analizza come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31 dicembre		Scadenza a lungo termine						
Tipo	**2005**	**2006**	**Scad. 2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**Oltre**	**Totale**
Banche									
- mutui ordinari	25	1	1						
- mutui a tasso agevolato	29	2	1			1			1
Obbligazioni									
- *Euro Medium Term Notes* 6,125%	514	514				514			514
- *Euro Medium term Notes* 4,625%	1.544	1.544						1.544	1.544
Altri finanziatori									
- imprese controllate	466	357	28	43	43	59	34	150	329
- altri	11	13						13	13
	2.589	**2.431**	**30**	**43**	**43**	**574**	**34**	**1.707**	**2.401**

L'analisi dei prestiti obbligazionari è di seguito indicata:

(milioni di euro)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo d'interesse e altre variazioni	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
- *Euro Medium Term Notes*	500	14	514	*euro*	2010	6,125
- *Euro Medium Term Notes*	1.500	44	1.544	*euro*	2013	4,625
	2.000	**58**	**2.058**			

Le obbligazioni di 2.058 milioni di euro riguardano *Euro Medium Term Notes* per 500 milioni di euro, rappresentate da n. 50.000 obbligazioni, emesse nel giugno 2000 a tasso fisso del 6,125%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni e *Euro Medium Term Notes* per 1.500 milioni di euro, rappresentate da n. 1.500.000 obbligazioni, emesse nell'aprile 2003 a tasso fisso del 4,625%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni. L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economici-finanziari" della Relazione sulla gestione è la seguente:

	31.12.2005			31.12.2006		
(milioni di euro)	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide	749		749	812		812
B. Titoli disponibili per la vendita	235		235	235		235
C. Liquidità (A+B)	**984**		**984**	**1.047**		**1.047**
D. Crediti finanziari (1)	**1.011**	**13**	**1.024**	**1**	**12**	**13**
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	12		12	10		10
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	30	24	54	2	1	3
G. Prestiti obbligazionari		2.058	2.058		2.058	2.058
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	343		343	310		310
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	110	356	466	28	329	357
L. Altre passività finanziarie a lungo termine		10	10		13	13
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	**495**	**2.448**	**2.943**	**350**	**2.401**	**2.751**
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	**(1.500)**	**2.435**	**935**	**(698)**	**2.389**	**1.691**

Il valore di mercato delle passività finanziarie a lungo termine è indicato alla nota n. 31.

(1) La voce non comprende i crediti finanziari non correnti strumentali all'attività operativa di 8 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2005).

19 Fondi per rischi e oneri

(milioni di euro)	Valore iniziale	Riclassifiche	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Altre variazioni	Valore finale
31.12. 2005									
Fondo smantellamento e ripristino siti	756	(15)	219	31	32	(26)	(125)		872
Fondo rischi e oneri ambientali	297	15	5		273	(115)			475
Fondo rischi e oneri per sanzione *Authority*					290				290
Fondo rischi a fronte della delibera 248/2004 AEEG					220				220
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	198				68	(79)	(28)		159
Fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto	160			8		(18)	(28)		122
Altri fondi per rischi ed oneri [1]	377	(73)	(1)	1	247	(114)	(12)	(15)	410
	1.788	**(73)**	**223**	**40**	**1.130**	**(352)**	**(193)**	**(15)**	**2.548**
31.12.2006									
Fondo smantellamento e ripristino siti	872	(1)	608	24	7	(52)			1.458
Fondo rischi e oneri ambientali	475	1		3	87	(107)			459
Fondo rischi e oneri per sanzioni *Authority*	290				5				295
Fondo rischi a fronte della delibera 248/2004 AEEG	220				77	(22)	(139)		136
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	159				35	(51)	(18)		125
Fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto	122		(6)	4					120
Fondo rischi e oneri per sanzione *Authority jet fuel*					118				118
Altri fondi per rischi e oneri	410		(1)	2	335	(170)	(69)	2	509
	2.548		**601**	**33**	**664**	**(402)**	**(226)**	**2**	**3.220**

(1) La riclassifica riguarda essenzialmente la riclassifica al fondo svalutazione crediti del fondo relativo alla stima degli oneri a fronte della cessione a British Telecom Plc del credito vantato verso Albacom SpA acquistato nel febbraio 2005 (62 milioni di euro).

Il *fondo smantellamento e ripristino* siti di 1.458 milioni di euro accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (1.415 milioni di euro). L'incremento di 586 milioni di euro comprende: (i) l'adeguamento tecnico delle stime precedentemente effettuate con particolare riferimento alle strutture di produzione *offshore*, in considerazione della revisione delle ipotesi di smantellamento e di chiusura mineraria e dell'incremento delle tariffe di mercato degli impianti marini utilizzati per l'attività di smantellamento per 608 milioni di euro; (ii) gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo imputati a conto economico per 24 milioni di euro nonché, in diminuzione, l'utilizzo a fronte degli oneri sostenuti nel periodo per 48 milioni di euro. Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il 4,034% e il 4,508%. Il periodo previsto degli esborsi è 2007-2034. La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo. Il fondo comprende altresì i costi stimati di smantellamento e ripristino relativi a stazioni di servizio, al deposito di Bari, alla raffineria di Ravenna e al deposito costiero di Venezia che hanno cessato l'attività produttiva (17 milioni di euro).

Il *fondo rischi e oneri ambientali* di 459 milioni di euro riguarda principalmente gli oneri ambientali relativi ai siti di Manfredonia, Avenza e Pontenossa a fronte delle garanzie rilasciate alla Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA e nella Singea SpA (117 milioni di euro), i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (165 milioni di euro), negli impianti di raffinazione (53 milioni di euro), nei depositi (51 milioni di euro), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (43 milioni di euro) nonché negli impianti di produzione di lubrificanti (18 milioni di euro).

Il *fondo rischi a fronte della sanzione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato* di 295 milioni di euro effettuato a fronte della sanzione amministrativa comminata dall'Autorità il 15 febbraio 2006.

Il *fondo rischi a fronte della delibera 248/2004 dell' Autorità per l'energia elettrica ed il gas* di 136 milioni di euro accoglie la stima dell'impatto derivante dall'applicazione, con effetto dal 1°gennaio 2005, della delibera 248/2004 e successive dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas; tale fondo è stato considerato esuberante per 139 milioni di euro in virtù dell'applicazione del nuovo regime regolatorio introdotto dalla delibera 134/06 dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas.

Il *fondo dismissioni e ristrutturazioni* di 125 milioni di euro riguarda essenzialmente la stima degli oneri futuri connessi agli accordi con la Erg SpA per il conferimento alla Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo e gli oneri connessi alla cessione a terzi di impianti di distribuzione e terreni.
Il *fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto* di 120 milioni di euro riguarda gli sconti su tariffe di trasporto da riconoscere a clienti che hanno versato contributi di allacciamento che, sulla base di quanto disposto dalla Delibera 120/2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono applicati da Snam Rete Gas SpA a cui è stato conferito da parte della Snam SpA, con efficacia 1° luglio 2001, il ramo d'azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas". L'onere fa carico a Eni in forza della manleva prestata dall'incorporata Snam a Snam Rete Gas SpA sulle sopravvenienze passive derivanti da attività svolte anteriormente alla data di decorrenza del conferimento.
Il *fondo rischi e oneri per sanzione Authority per jet fuel* di 118 milioni di euro, è relativo alla sanzione comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato in relazione all'istruttoria sui rifornimenti di *jet fuel*. (1)
Gli *altri fondi* di 509 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) gli oneri derivanti dalla stima di probabili oneri su approvvigionamento di merci (100 milioni di euro); (ii) gli oneri derivanti dalle garanzie prestate all'atto della cessione di Snamprogetti SpA a favore della Saipem Projects SpA (66 milioni di euro); (iii) gli oneri per cause lavoro e altre cause legali (59 milioni di euro); (iv) gli oneri derivanti da operazioni e concorsi a premi in corso alla fine dell'esercizio (50 milioni di euro); (v) gli oneri derivanti dall'istruttoria dell'AEEG sull'utilizzo di capacità di stoccaggio per l'anno termico 2005-2006 (45 milioni di euro); (vi) gli oneri di natura commerciale (33 milioni di euro); (vii) gli oneri connessi ai corrispettivi addizionali relativi all'utilizzo di gas strategico (26 milioni di euro); (viii) gli oneri relativi agli accordi attuativi stipulati con la Regione Basilicata connessi allo sviluppo del programma petrolifero di Eni nell'area della Val d'Agri (19 milioni di euro); (ix) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla mutua assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (19 milioni di euro).

20 Fondi per benefici ai dipendenti

I *fondi per benefici ai dipendenti* di 308 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Trattamento di fine rapporto lavoro subordinato	201	231
Fondo integrativo sanitario dirigenti ENI SpA	43	44
Altri fondi per benefici ai dipendenti	11	33
	255	308

Il fondo trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato, disciplinato dall'art. 2120 del codice civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti Eni all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.
Il fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni accoglie la stima degli oneri, determinati su basi attuariali, relativi ai contributi da corrispondere al fondo integrativo sanitario a beneficio dei dirigenti in servizio e in pensione.
Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano essenzialmente il piano di incentivazione monetaria differita e i premi di anzianità.

(1) Informazioni sulla delibera sono fornite nel capitolo "Contenziosi"- delle Note al bilancio consolidato.

I fondi per benefici ai dipendenti valutati applicando tecniche attuariali si analizzano come di seguito indicato:

	31.12.2005			31.12.2006		
(milioni di euro)	TFR	FISDE	ALTRI	TFR	FISDE	ALTRI
Obbligazioni all'inizio dell'esercizio	200	44	10	249	42	11
Costo corrente	17		1	22		21
Costo per interessi	9	3		11	3	
Utili/perdite attuariali (1)	38	(2)	1	(34)	(1)	2
Benefici pagati	(15)	(3)	(1)	(19)	(3)	(1)
Altre variazioni				16	1	
Obbligazione alla fine dell'esercizio	249	42	11	245	42	33
Utili/perdite attuariali non rilevate	(48)	1		(14)	2	
Passività rilevate in bilancio	**201**	**43**	**11**	**231**	**44**	**33**

(1) È indicato l'ammontare comprensivo della quota non rilevata a conto economico.

I costi relativi agli altri benefici riguardano gli incentivi monetari differiti per 21 milioni di euro.
Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Tassi di sconto	4,5%	4% - 4,5%
Tasso tendenziale di crescita dei salari	2,7% - 5,3%	2,7% - 4%
Tasso di inflazione	2,1% - 2,3%	2%

A partire dal 1° gennaio 2007 la Legge Finanziaria e relativi decreti attuativi hanno introdotto modificazioni rilevanti nella disciplina del TFR, tra cui la scelta del lavoratore in merito alla destinazione del proprio TFR maturando. In particolare, i nuovi flussi di TFR potranno essere indirizzati dal lavoratore a forme pensionistiche prescelte oppure mantenuti in azienda (nel qual caso quest'ultima verserà i contributi TFR ad un conto di tesoreria istituito presso l'INPS). Allo stato, le incertezze interpretative della sopra citata norma di recente emanazione anche in ordine alle possibili modifiche sui calcoli attuariali del TFR maturato, nonchè l'impossibilità di stimare le scelte attribuite ai dipendenti sulla destinazione del TFR maturando (per le quali il singolo dipendente ha tempo sino al 30 giugno prossimo) non consentono di stimare gli effetti della modifica normativa sui valori del TFR maturato al 31 dicembre 2006.

21 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite di 110 milioni di euro (132 milioni di euro al 31 dicembre 2005) sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di 1.675 milioni di euro (1.475 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2005	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2006
Passività per imposte differite	132	(289)	269	(2)	110

Le passività per imposte differite si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Imposte sul reddito differite	1.607	1.785
Imposte sul reddito anticipate compensabili	(1.475)	(1.675)
	132	**110**

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(milioni di euro)	2005	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	2006
Imposte differite:					
- ammortamenti dedotti in via extracontabile	677	138	(83)		732
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	703	16	(87)		632
- plusvalenze e contributi a tassazione differita	23	6	(13)		16
- differenze su attività materiali e immateriali	172	4	(27)	227	376
- altre	32	20	(23)		29
	1.607	**184**	**(233)**	**227**	**1.785**
Imposte anticipate					
- fondi per rischi ed oneri	(1.005)	(322)	256	(227)	(1.298)
- svalutazione partecipazioni a deducibilità differita	(232)		168		(64)
- differenze su attività materiali e immateriali	(70)	(97)	57		(110)
- altre	(168)	(54)	21	(2)	(203)
	(1.475)	**(473)**	**502**	**(229)**	**(1.675)**
	132	**(289)**	**269**	**(2)**	**110**

Nella determinazione del fondo imposte differite non si è tenuto conto della differenza temporanea relativa alle riserve in sospensione di imposta perché non ne è prevista la distribuzione.
Le altre variazioni riguardano essenzialmente la revisione di stima del fondo smantellamento e ripristino siti; a seguito di tale revisione si sono determinati incrementi del fondo e dei relativi cespiti di pari importo che corrispondentemente hanno determinato un maggior credito per imposte anticipate e una maggiore passività per imposte differite entrambi di pari importo (227 milioni di euro).

22 Altre passività

Le *altre passività* di 437 milioni di euro (450 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Depositi cauzionali	137	141
Altre passività	313	296
	450	**437**

I depositi cauzionali a lungo termine fanno principalmente riferimento a quelli ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas (113 milioni di euro).

Le altre passività riguardano le quote di competenza dei futuri esercizi dei proventi poliennali relativi ai compensi di carattere pluriennale riconosciuti da: (i) Eni Gas & Power CH SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto stipulati con la Transitgas AG (46% Eni International BV) sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda (93 milioni di euro); (ii) Trans Tunisian Pipeline Co Ltd per la rinegoziazione del contratto passivo di trasporto sul tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria stipulato con Eni (92 milioni di euro); (iii) la rinegoziazione con la Trans Austria Gasleitung GmbH (89% Eni International BV) del contratto passivo di trasporto gas (61 milioni di euro); (iv) Tamoil Petroli SpA relativamente al contratto pluriennale di lavorazione greggi (43 milioni di euro); (v) British Gas, a titolo di indennizzo a fronte dei maggiori oneri sostenuti per l'assunzione da parte dell'Eni, per il periodo dal 2000 al 2018, di una quota degli impegni di trasporto del gasdotto che collega il Regno Unito e il Belgio di proprietà della Interconnector UK Ltd (7 milioni di euro).
Il valore di mercato delle altre passività non correnti è indicato alla nota n. 31.

23 Patrimonio netto

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2005	Valore al 31.12.2006
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(4.218)	(5.374)
Riserva per acquisto azioni proprie	5.347	7.262
Altre riserve di capitale:	10.018	10.072
- Riserve di rivalutazione:	*9.926*	*9.926*
- legge n. 576/1975	..	..
- legge n. 72/1983	*3*	*3*
- legge n. 408/1990	*2*	*2*
- legge n. 413/1991	*39*	*39*
- legge n. 342/2000	*9.839*	*9.839*
- legge n. 448/2001	*43*	*43*
- Riserva conferimenti leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986	*62*	*62*
- Riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993	*30*	*84*
Altre riserve di utili non disponibili	92	29
- Riserva disponibile legge n. 488/1992	*85*	*26*
- Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	*7*	*3*
Altre riserve di utili disponibili	5.635	6.371
- Riserva disponibile	*5.134*	*5.866*
- Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	*403*	*407*
- Riserva art. 14 legge n. 342/2000	*74*	*74*
- Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983	*19*	*19*
- Riserva da avanzo di fusione	*4*	*4*
- Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	*1*	*1*
Applicazione *IFRS* (1)	678	
Acconto sui dividendi	(1.686)	(2.210)
Utile dell'esercizio	**6.042**	**5.821**
	26.872	**26.935**

(1) Corrisponde all'effetto di prima applicazione degli *IFRS* al 1.1.2005 (670 milioni di euro) e all'effetto nel 2005 delle rettifiche che sono rilevate in contropartita diretta del patrimonio netto (8 milioni di euro).

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2006, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 4.005.358.876 azioni del valore nominale di 1 euro, di cui: (i) n. 813.443.277, pari al 20,31%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 400.288.338 azioni, pari al 9,99%, di proprietà della Cassa depositi e prestiti SpA; (iii) n. 324.959.866 azioni, pari all'8,11%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.466.667.395 azioni, pari al 61,59 %, di proprietà di altri azionisti[2].

Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte dalle incorporate Snam SpA e Somicem SpA di complessivi 473 milioni di euro e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini Ires in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di 473 milioni di euro concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per la Snam, le riserve di rivalutazione: a) legge n. 576/1975 di 258 milioni di euro, b) legge n. 72/1983 di 70 milioni di euro, c) legge n. 413/1991 di 137 milioni di euro, d) legge n. 342/2000 di 8 milioni di euro; (ii) per la Somicem, la riserva di rivalutazione legge n. 576/1975 di 0,05 milioni di euro.

(2) Al 31 dicembre 2006 sulla base delle risultanze del libro soci e delle informazioni a disposizione, non risultano iscritti altri azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale.

Riserva legale

La riserva legale di 959 milioni di euro aumenta di 0,2 milioni di euro a seguito della delibera dell'Assemblea del 25 maggio 2006 di imputare alla riserva l'importo necessario affinché essa ammonti a un quinto del capitale sottoscritto alla data dell'Assemblea. La riserva legale include la differenza di conversione (132 milioni di euro) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del codice civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite.

Azioni proprie acquistate

Le azioni proprie acquistate ammontano a 5.374 milioni di euro (4.218 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e sono rappresentate da n. 324.959.866 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (n. 278.013.975 azioni al 31 dicembre 2005). Nell'esercizio sono state acquistate n. 53.125.491 azioni del valore nominale di 1 euro, pari all'1,33 % del capitale sociale, per il corrispettivo di 1.241 milioni di euro (in media 23,354 euro per azione).

L'analisi per anno degli acquisti effettuati dall'inizio del programma di acquisto di azioni proprie è indicata al paragrafo "Azioni proprie e di società controllanti" del capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione.

Le azioni proprie per 839 milioni di euro (239 milioni di euro al 31 dicembre 2005), rappresentate da n. 40.114.000 azioni ordinarie (n. 17.428.300 azioni ordinarie al 31 dicembre 2005), acquistate al costo medio 20,919 euro, pari all'1% del capitale sociale, sono al servizio dei piani di *stock option* 2002-2005 e 2006-2008 (n. 38.240.400 azioni) e di *stock grant* 2003 - 2005 (n. 1.873.600 azioni).

	Stock option	*Stock grant*	Totale
Numero azioni al 31 dicembre 2005	**14.004.500**	**3.423.800**	**17.428.300**
Delibera assegnazioni piano *stock option* 2006-2008	30.000.000		30.000.000
Diritti non attribuiti sui piani di *stock grant* 2003-2005 e *stock option* 2002-2005	(624.900)	(296.600)	(921.500)
Diritti esercitati	(4.943.200)	(1.236.400)	(6.179.600)
Diritti decaduti	(196.000)	(17.200)	(213.200)
Numero azioni al 31 dicembre 2006	**38.240.400**	**1.873.600**	**40.114.000**

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di *stock option* e *stock grant* sono fornite al paragrafo "Piani di incentivazione a lungo termine dei dirigenti con azioni Eni" del capitolo "Compensi e altre informazioni" della Relazione sulla gestione.

Riserva per acquisto azioni proprie

La riserva per acquisto azioni proprie di 7.262 milioni di euro è stata costituita dall'Assemblea mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili per essere destinata all'acquisto di azioni proprie avvenuto per 5.512 milioni di euro al 31 dicembre 2006. La riserva è al netto del valore di libro delle azioni proprie cedute/assegnate in esecuzione dei piani di incentivazione dei dirigenti del Gruppo Eni pari a 138 milioni di euro, che tuttavia concorre alla determinazione dell'ammontare complessivo massimo di 7,4 miliardi di euro per il quale è stato autorizzato l'acquisto.

L'incremento di 1.915 milioni di euro è connesso alla riclassifica dalla "Riserva disponibile" per 2 miliardi di euro a seguito della delibera dell'Assemblea del 25 maggio 2006, parzialmente assorbito dalle riclassifiche alla "Riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993" (54 milioni di euro), alla "Riserva disponibile" (31 milioni di euro) e alla "Riserva conferimenti legge n. 41/1986" (0,1 milioni di euro) a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2006 di azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni. L'Assemblea del 25 maggio 2006 ha inoltre autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del codice civile, a proseguire, per un periodo di 18 mesi dalla data di deliberazione assembleare, nel programma di acquisto di azioni proprie fino a raggiungere il massimo di 400 milioni di azioni del valore nominale di un euro e fino all'ammontare complessivo massimo di 7,4 miliardi e per prezzo non inferiore al loro valore nominale e non superiore del 5% rispetto al prezzo di riferimento registrato nel giorno di borsa precedente ogni singolo acquisto.

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di 10.072 milioni di euro riguardano:

- *riserve di rivalutazione:* 9.926 milioni di euro. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (8.000 milioni di euro) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini Ires;

- *riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993:* 84 milioni di euro con un incremento di 54 milioni di euro dovuto alla riclassifica dalla "Riserva per acquisto azioni proprie" a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2006 di azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2000 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola parte a "Riserva per acquisto azioni proprie" (3.389 milioni di euro) e parte a "Riserva legale" (437 milioni di euro);
- *riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986:* 62 milioni di euro. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (leggi nn. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato. La riserva conferimenti legge n. 41/1986 si è incrementata di 0,1 milioni di euro a seguito della riclassifica dalla "Riserva per acquisto azioni proprie" a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2006 di azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni.

Altre riserve di utili non disponibili

Le altre riserve di utili non disponibili di 31 milioni di euro riguardano:

- *riserva disponibile legge 488/1992:* 26 milioni di euro. Tale riserva è vincolata al fine di ottenere le agevolazioni finanziarie previste dalla legge n. 488/1992 relativa al progetto di ammodernamento raffineria di Taranto per 26 milioni di euro. Si riduce di 59 milioni di euro a seguito del completamento totale o parziale dei progetti di investimento. La riserva è disponibile per la sola copertura perdite;
- *riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986:* 3 milioni di euro. Tale riserva è vincolata per un importo corrispondente alle quote residue di ammortamento dei beni cui i contributi si riferiscono (v. "Altre riserve di utili disponibili - Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite.

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili 6.369 milioni di euro riguardano:

- *riserva disponibile:* 5.866 milioni di euro con un incremento di 732 milioni di euro dovuto essenzialmente: (i) al saldo positivo dei maggiori e minori valori patrimoniali iscritti per effetto dell'adozione dei nuovi principi contabili internazionali complessivamente pari a 1.432 milioni di euro. Tale saldo positivo comprende per 1.172 milioni di euro il saldo positivo delle rettifiche di valore delle attività e passività diverse da quelle di cui a commi da 2 a 6 dell'art. 7 del D.Lgs. 38/2005 divenuto disponibile nel corso del 2006 a seguito dell'avvenuto realizzo dei relativi plusvalori; (ii) all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2005 di 1.202 milioni di euro; (iii) alla riclassifica dalla "Riserva per acquisto azioni proprie" di 31 milioni di euro a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2006 di azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni; (iv) all'imputazione di 14 milioni di euro a conto economico del costo di competenza di esercizio delle *stock option* e delle *stock grant* assegnate nel periodo 2003 - 2006; (v) alla differenza positiva di 7 milioni di euro realizzata tra il valore di carico delle azioni proprie cedute e il prezzo di esercizio delle *stock option* esercitate nel corso del 2006 da parte dei dirigenti del Gruppo Eni. Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla riclassifica di 2 miliardi di euro alla "Riserva per acquisto azioni proprie" deliberata dall'Assemblea del 25 maggio 2006; (ii) dal disavanzo di fusione di 2 milioni di euro relativo all'incorporazione dell'EniTecnologie SpA;
- *riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986:* 407 milioni di euro. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (43 milioni di euro); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini Ires in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo. Tale riserva aumenta di 4 milioni di euro per la liberazione della parte vincolata a seguito dell' ammortamento dei beni cui i contributi si riferiscono;
- *riserva art. 14 legge n. 342/2000:* 74 milioni di euro. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini Ires;
- *riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983:* 19 milioni di euro. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini Ires realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;

- *riserva da avanzo di fusione:* 4 milioni di euro. Accoglie l'avanzo di fusione che residua dopo la ricostituzione delle riserve in sospensione d'imposta risultanti dal bilancio al 31 dicembre 2003 della incorporata EniData effettuata in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986 e in applicazione dei criteri previsti dal comma 6 dello stesso articolo, alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;
- *riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993:* 1 milione di euro. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a 0,5, 0,2 e 0,06 milioni di euro la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam ed EniData. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini Ires.

Acconto sui dividendi

L'acconto sul dividendo di 2.210 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2006 di 0,60 euro per azione deliberato il 21 settembre 2006 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-*bis*, comma 5, del codice civile e messo in pagamento a partire dal 26 ottobre 2006.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione. Su queste riserve non sono state stanziate imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione, le imposte potenziali che sarebbero dovute nel caso di distribuzione ammontano a 1.912 milioni di euro.

Le riserve che possono essere vincolate a fronte di rettifiche di valore e di accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a12.267 milioni di euro e riguardano essenzialmente la riserva disponibile (5,9 miliardi di euro), la riserva per acquisto azioni proprie (5,3 miliardi di euro)[3] e la riserva legale (1,0 miliardi di euro). Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a 6,0 miliardi di euro e riguardano in particolare la riserva disponibile.

Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di 46.783 milioni di euro (46.699 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

	31.12.2005 (1)			31.12.2006		
(milioni di euro)	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate	7.685	31.408	39.093	7.891	31.315	39.206
Imprese collegate	4.894	14	4.908	5.654	14	5.668
Imprese a controllo congiunto	160	1.493	1.653	145	873	1.018
Proprio		568	568		485	485
Altri		477	477		406	406
Totale	**12.739**	**33.960**	**46.699**	**13.690**	**33.093**	**46.783**

(1) A seguito dell'adozione dei principi contabili internazionali *IFRS*, i rapporti verso imprese a controllo congiunto sono esposti separatamente.

Le *fideiussioni prestate nell'interesse di imprese controllate* di 7.891 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 7.754 milioni di euro, le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production a eseguire investimenti per un livello minimo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta a 4.688 milioni di euro;
- per 96 milioni di euro le fidejussioni concesse a favore di banche in relazione alla concessione di finanziamenti a lungo termine a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta a 11 milioni di euro;

(3) Il vincolo di cui all'art. 109, comma 4, lett. b del D.P.R n. 917/1986 già apposto (2 miliardi di euro) è stato attribuito idealmente alla riserva per azioni proprie in portafoglio.

- per 41 milioni di euro, le fidejussioni concesse a favore della BEI a fronte di finanziamenti concessi alla Snam Rete Gas SpA (50,04% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta a 1 milione di euro.

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate* di 5.654 milioni di euro sono relative essenzialmente alla fidejussione prestata alla Treno Alta Velocità -TAV- SpA (5.654 milioni di euro) con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano - Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta a 1.051 milioni di euro. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate da Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate.

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di imprese a controllo congiunto* di 145 milioni di euro riguardano principalmente:
- per 133 milioni di euro, la fidejussione prestata a favore di Eni Coordination Center SA per un finanziamento a lungo termine concesso alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta a 63 milioni di euro;
- per 10 milioni di euro, la fidejussione prestata a favore di Eni Coordination Center per un finanziamento concesso alla Geopromtrans LLC. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 corrisponde al valore nominale.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate* di 31.315 milioni di euro riguardano essenzialmente:
- per 22.290 milioni di euro le garanzie rilasciate nell'interesse di Enifin SpA (100% Eni) a favore di banche per affidamenti alla stessa concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta a 8.644 milioni di euro;
- per 4.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA a fronte del programma di emissione di *Euro Commercial Paper*, fino a un massimo di 4.000 milioni di euro. Al 31 dicembre 2006 non c'è alcun impegno effettivo;
- per 3.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA a fronte del programma di emissione di *Medium Term Notes* fino a un massimo di 6.000 milioni di euro. Al 31 dicembre 2006 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA ammonta a 2.392 milioni di euro;
- per 1.393 milioni di euro le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato per i rimborsi IVA;
- per 241 milioni di euro le garanzie concesse a favore di terzi in relazione agli impegni assunti dalla Singea SpA in liquidazione (incorporata dalla Syndial nel 2002) per la cessione della PortoVesme Srl;
- per 185 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore della BEI a fronte del finanziamento concesso all'Enifin SpA per la realizzazione del programma di investimento per il ripristino, l'ampliamento e l'estensione delle reti di distribuzione di Italgas SpA. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 corrisponde al valore nominale;
- per 60 milioni di euro la responsabilità in solido di Eni SpA nei confronti dell'Amministrazione finanziaria dello Stato, in base alla legge n. 549/1995, derivante dall'acquisto a norma dell'articolo 43-*ter* del D.P.R. 29 settembre 1973, n. 602 di crediti Irpeg da imprese controllate che si sono impegnate a tenere indenne Eni da qualsiasi atto dell'Amministrazione finanziaria (in particolare Stoccaggi Gas Italia SpA, 28 milioni di euro, Snam Rete Gas SpA, 13 milioni di euro, Snamprogetti SpA, 9 milioni di euro);
- per 50 milioni di euro le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse dell'Agip Française SA (99,99% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta a 25 milioni di euro;
- la garanzia di 29 milioni di euro prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline LLC nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni Petroleum Co Inc) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 è pari al valore nominale;
- per 28 milioni di euro garanzie rilasciate a favore di Ceska Rafinerska, a.s. nell'interesse dell'Agip Ceska Republika s.r.o. (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta a 28 milioni di euro.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate* di 14 milioni di euro riguardano essenzialmente:
- la lettera di *patronage* di 14 milioni di euro, (definita nell'ambito dell'operazione di scissione parziale di Italgas SpA), rilasciata a fronte dell'ammontare garantito dalla controllata Italgas SpA in favore di banche a fronte di finanziamenti a lungo termine concessi alla Setgas SA. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta a 12 milioni di euro.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese a controllo congiunto di 873 milioni di euro riguardano principalmente:
- la garanzia di 756 milioni di euro prestata a favore del consorzio internazionale di banche in relazione alla concessione di un finanziamento alla Blue Stream Pipeline Company BV (50% Eni International BV). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta a 494 milioni di euro;

- le controgaranzie di *performance* di 61 milioni di euro, rilasciate a favore di Unión Fenosa SA e nell'interesse di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 corrisponde al valore nominale;
- le lettere di *patronage* di 56 milioni di euro rilasciate a favore di banche in relazione alla concessione di finanziamenti alla Raffineria di Milazzo ScpA (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta a 13 milioni di euro.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio* di 485 milioni di euro riguardano principalmente:
- le manleve a favore dell'Enifin SpA (452 milioni di euro) e di banche (28 milioni di euro), a fronte delle fidejussioni da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura. L'impegno effettivo è pari al valore nominale.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri* di 406 milioni di euro riguardano principalmente:
- la controgaranzia di 323 milioni di euro rilasciata a fronte dell'ammontare garantito dalla controllata Enifin SpA, in quota paritetica con Unión Fenosa SA (azionista al 50% di Unión Fenosa Gas SA), in favore di banche a fronte dell'operazione di finanziamento della Segas Services SAE (controllata da Unión Fenosa Gas SA). Tale garanzia è stata rilasciata nell'ambito dell'operazione di acquisto della *joint venture* Unión Fenosa Gas SA. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta a 311 milioni di euro;
- le garanzie di 59 milioni di euro prestate a favore di banche a fronte dell'operazione di finanziamento della Planta de Regasification de Sagunto SAGGAS (partecipata da Unión Fenosa Gas SA). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 corrisponde a 55 milioni di euro.

Impegni e rischi

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Impegni [1]		
Acquisto di beni	98	
Altri	215	205
	313	**205**
Rischi	156	123
	469	**328**

(1) A seguito dell'adozione dei principi contabili internazionali *IFRS*, gli impegni relativi ai contratti derivati sono esposti nelle note n. 6 e 17 e l'informativa sui beni in *leasing* operativo è esposta nella nota n. 26 delle Note al bilancio di esercizio.

Gli *altri impegni* di 205 milioni di euro riguardano essenzialmente l'impegno derivante dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi. Al 31 dicembre 2006 l'impegno massimo, anche per conto del *partner* Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in 181 milioni di euro (106 milioni di euro in quota Eni, di cui 64 come anticipazione finanziaria sulle *royalty* dovute sulla futura produzione e 42 come impegno economico).
I *rischi* di 123 milioni di euro riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa (106 milioni di euro).

Gestione dei rischi d'impresa

Per l'analisi relativa alla gestione dei rischi d'impresa si rinvia alla nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa" delle Note al bilancio consolidato.

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, l'impresa ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia alla nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato.

Altri impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale

Non sono iscritti nello stato patrimoniale perché non oggettivamente quantificabili i seguenti impegni:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati dall'Eni, che contengono clausole di *take or pay*, sono indicati nell' "Andamento operativo – Gas & Power – Quadro normativo" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di *ship or pay*, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- l'impegno assunto da Eni nella Convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la Treno Alta Velocità – TAV SpA e il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due di dare la propria disponibilità a garantire la buona esecuzione della progettazione e della realizzazione delle opere affidate al Consorzio, garantendo perciò a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella Convenzione e nell'Atto Integrativo e in ogni atto aggiuntivo, *addendum* e/o modifica o integrazione. Il Regolamento del Consorzio obbliga i consorziati a rilasciare le manleve e le garanzie negli stessi termini del CEPAV Uno;
- la garanzia di 253 milioni di euro rilasciata a favore di Cameron LNG nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni Petroleum Co Inc) a fronte del contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005. La garanzia, sottoposta a clausola sospensiva, avrà efficacia dal momento dell'avvio del servizio di rigassificazione previsto in una data compresa tra il 1° ottobre 2008 e il 30 giugno 2009;
- le garanzie rilasciate a favore di Syndial SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le *Parent Company Guarantee* rilasciate nell'interesse di imprese controllate aggiudicatarie di appalti in caso di inadempienza dell'obbligazione contrattuale consistente nell'obbligo di fare. A fronte delle stesse, Eni ha ricevuto manleve dalle imprese che la tengono indenne da ogni responsabilità che possa derivare dalle loro prestazioni;
- l'impegno, valido fino al 30 settembre 2008, a rimborsare a Praoil Oleodotti Italiani SpA, nei limiti dell'85%, dei costi sostenuti per il ripristino e/o la rimozione di oleodotti non operativi (di riserva al sistema) conferiti in data 1° ottobre 1998 che la Società dovesse sostenere a seguito di prescrizione di leggi e/o di regolamenti;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di *beneficiation* del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le autorità locali svizzere, austriache e tedesche assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio dei tratti svizzero (Oleodotto del Reno SA – 100% Syndial SpA), austriaco (Rheinische Öllleitungs GmbH - 100% Oleodotto del Reno SA) e tedesco (Agip Deutschland GmbH - 94,90% Eni Internatinal BV) dell'oleodotto;
- l'impegno assunto da Eni con Transitgas AG (45,99% Eni International Bv) e con terzi, in qualità di coobbligata di Eni Gas&Power CH SA (100% Eni International BV), per eventuali inadempienze di quest'ultima alle obbligazioni derivanti dai contratti ad essa ceduti nel novembre 2003 riguardanti l'utilizzo e vendita di capacità di trasporto, nonché dall'attività di gestione del gasdotto Transitgas;
- l'impegno assunto da Eni con Tenp KG (49% Eni G&P GmbH) e con terzi, in qualità di coobbligata di Eni Gas & Power Deutschland (100% Eni SpA), per eventuali inadempienze di quest'ultima alle obbligazioni derivanti dai contratti a essa ceduti nel novembre 2005 riguardanti l'utilizzo e la vendita di capacità di trasporto, nonché l'attività di gestione del gasdotto TENP;
- la garanzia (*Parent Company Guarantee*) rilasciata a favore di Mol Plc nell'interesse di Tigaz a copertura degli impegni contrattuali di pagamento del gas acquistato da Tigaz dal fornitore Mol Plc. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto di fornitura Mol Plc – Tigaz e riguarda il 100% del contratto. La Parent Company Guarantee rimane in vigore fino a quando tutte le obbligazioni del garantito siano state adempiute. Il contratto produce i suoi effetti dal 1.7.2007 al 30.06.2015;

- gli impegni derivanti dalle *"Letter of Undertaking"* sottoscritte da Eni e OMV a seguito del contratto di finanziamento richiesto da TAG GmbH alla ING. Bank N.V. Gli impegni assunti dai due *partner* si configurano come segue: i) impegno a non modificare o recedere anticipatamente dal contratto pluriennale di *ship or pay* con TAG; ii) impegno a non cedere la partecipazione azionaria o parte di essa, fatti salvi i provvedimenti a forza di legge, e a non modificare le intese sottoscritte tra Eni e OMV; iii) impegno a versare i corrispettivi per il servizio di trasporto erogato da TAG;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unión Fenosa Gas SA a favore di Unión Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del gruppo Unión Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unión Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003;
- le garanzie rilasciate a favore di Asio Srl nei contratti di vendita alla medesima di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- la manleva rilasciata nel 2003, valida fino al 30 giugno 2013, a favore dell'Ente Autonomo Fiera Internazionale di Milano in relazione alla vendita del complesso immobiliare ubicato nel comune di Rho denominato "area ex raffineria Agip", per qualsiasi danno causato a terzi dalla presenza di sostanze inquinanti, oltre i limiti previsti dal progetto di bonifica, negli appezzamenti di terreno e nelle falde oggetto di cessione;
- gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:
- ramo di azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas" da Eni a Snam Rete Gas SpA; decorrenza 1° luglio 2001;
- rami d'azienda "Stoccaggi gas" e "Centrali di compressione", da Eni alla Stoccaggi Gas Italia SpA; decorrenza 31 ottobre 2001;
- ramo d'azienda "Trasporto di GNL" da Eni a LNG Shipping SpA; decorrenza 1° gennaio 2002;
- ramo d'azienda "Tanker" da Eni alla Carbofin Energia Trasporti SpA; decorrenza 30 settembre 2003;
- ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia" a Eni Mediterranea Idrocarburi SpA; decorrenza 1° gennaio 2005;
- ramo d'azienda "Ramo Clienti" da Eni all'Acam Clienti SpA; decorrenza 28 febbraio 2005;
- ramo d'azienda "Trasporto Estero Germania" da Eni all'Eni Gas & Power Deutschland SpA; decorrenza 16 novembre 2005;
- ramo d'azienda "Sistema di Trasporto Greggio Viggiano-Taranto" da Eni alla Società Oleodotti Meridionali – SOM SpA; decorrenza 11 dicembre 2006.

Regolamentazione in materia ambientale

V. nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi - Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato.

Con riferimento allo Schema Europeo di *Emission Trading* (*ETS*), operativo dal 1° gennaio 2005, il decreto 24 febbraio 2006 del Ministro dell'Ambiente ha assegnato a Eni permessi di emissione pari a 16,1 milioni di tonnellate di CO_2 per il triennio 2005-2007 (circa 5,4 milioni di tonnellate per ogni anno del triennio). A seguito della realizzazione dei progetti di riduzione delle emissioni, in particolare per la cogenerazione di energia elettrica e vapore con cicli combinati ad alta efficienza nelle raffinerie, nell'esercizio 2006 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni incluse nel decreto sono risultate, complessivamente, inferiori rispetto ai permessi di emissione assegnati.

25 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

Ricavi della gestione caratteristica

I *ricavi della gestione caratteristica* di 52.987 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	44.795	53.005
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	1	(14)
Variazione delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	(2)	(4)
	44.794	**52.987**

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di 53.005 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Gas naturale e GPL	16.961	20.446
Prodotti petroliferi	16.609	18.795
Greggi	10.191	12.676
Vettoriamento gas su tratte estere	190	151
Gestione sviluppo sistemi informatici	90	83
Gestione energia	31	38
Energia elettrica e utility	23	25
Altre vendite e prestazioni	700	791
	44.795	**53.005**

I ricavi da vendita di gas naturale e GPL (20.446 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite di gas in Italia per 16.878 milioni di euro (57,11 miliardi di metri cubi), le vendite di gas naturale all'estero per 2.818 milioni di euro (11,97 miliardi di metri cubi) e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita per 674 milioni di euro.

I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (18.795 milioni di euro) riguardano le vendite a società controllate e collegate in Italia e all'estero (6.722 milioni di euro), in particolare ad AgipFuel SpA (2.519 milioni di euro), le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione in Italia (5.414 milioni di euro), le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti (2.452 milioni di euro), le vendite sul mercato internazionale e per l'ottimizzazione dei *surplus* di raffineria (2.418 milioni di euro), le vendite per combustibile navi e avio (1.789 milioni di euro).

I ricavi da vendita di greggi (12.676 milioni di euro) riguardano le vendite di greggi derivanti sia dalle disponibilità produttive di Gruppo non assorbite dal sistema di raffinazione in Italia sia dall'attività di commercializzazione (v. il capitolo della relazione sulla gestione "Andamento operativo - Divisione Refining & Marketing - Approvvigionamento e commercializzazione").

I ricavi da vettoriamento gas su tratte estere (151 milioni di euro) riguardano i corrispettivi della cessione di diritti sulla capacità di trasporto di gasdotti all'estero.

I ricavi derivanti dalla gestione e dallo sviluppo dei sistemi informatici (83 milioni di euro) riguardano le attività di gestione e di presidio dei sistemi informativi nonchè le attività di progettazione e realizzazione di sistemi informatici per le società del Gruppo.

I ricavi derivanti dall'attività di gestione energia (38 milioni di euro) riguardano la gestione di impianti di riscaldamento.

Le altre vendite e prestazioni (791 milioni di euro) riguardano essenzialmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (346 milioni di euro), il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le raffinerie dell'Eni (76 milioni di euro), i riaddebiti di gas alle società di trasporto (71 milioni di euro), le prestazioni di magazzinaggio e bunkeraggi (53 milioni di euro) e di trasporto (42 milioni di euro).

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci che sono rilevate nelle voci di costo corrispondenti:

(milioni di euro)	2005	2006
Accise	(10.499)	(10.210)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi	(2.049)	(2.346)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito	(1.347)	(1.475)
Prestazioni fatturate a *partner* per attività in *joint venture*	(115)	(132)
	(14.010)	(14.163)

I ricavi della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 30 "Informazioni per settore di attività e per area geografica".

Altri ricavi e proventi

Gli *altri ricavi e proventi* di 186 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Locazioni, affitti e noleggi	73	75
Proventi per attività in *joint venture*	27	38
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	24	11
Altri proventi	107	62
	231	186

Gli altri ricavi e proventi sono analizzati nel capitolo "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

26 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli *acquisti, prestazioni di servizi* e *costi diversi* di 48.248 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	32.712	41.352
Costi per servizi	6.089	6.379
Costi per godimento di beni di terzi	501	570
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	1.041	275
Variazione rimanenze	(989)	(534)
Altri oneri	183	206
	39.537	48.248

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci di 41.352 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2005	2006
Materie prime e sussidiarie	18.317	22.078
Gas naturale	9.902	13.930
Prodotti	2.805	3.654
Semilavorati	1.596	1.579
Materiali e materie di consumo	287	445
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(186)	(324)
Ricavi recuperi da *partner* quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(9)	(10)
	32.712	41.352

I costi per materie prime e sussidiarie riguardano essenzialmente l'acquisto di greggio; i costi dei prodotti riguardano principalmente l'acquisto di prodotti petroliferi, i costi per semilavorati riguardano principalmente l'acquisto di nafta.
I costi per servizi di 6.379 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2005	2006
Trasporto e distribuzione di gas naturale	2.539	2.656
Compensi di lavorazione	817	837
Trasporti e movimentazioni	472	472
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	361	393
Progettazione e direzione lavori	321	366
Costi di vendita diversi	332	327
Manutenzioni	286	312
Servizi di modulazione e stoccaggio	176	259
Consulenze e prestazioni professionali	241	248
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	202	216
Somministrazioni diverse	163	199
Viaggi, missioni e altri	98	111
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	105	108
Magazzinaggi, transiti e depositi	93	96
Postali, telefoniche e ponti radio	98	94
Servizi portuali e aeroportuali	62	68
Assicurazioni	56	50
Servizi protezione acque	47	43
Servizi trattamento rifiuti	30	43
Servizi ambientali	32	26
Servizi di vigilanza e guardiania	14	21
Lettura contatori, recapito ed esazione bollette e altri costi di vendita diversi	16	20
Servizi di rigassificazione	12	17
Altri	174	159
	6.747	**7.141**
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(584)	(678)
Ricavi recuperi da *partner* quota costi per servizi	(74)	(84)
	6.089	**6.379**

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale, ammontano a 129 milioni di euro.
I costi per godimento di beni di terzi di 570 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2005	2006
Canoni per beni in *leasing* operativo	285	316
Royalties su prodotti estratti	146	163
Noleggi	66	84
Canoni per brevetti, licenze e concessioni	14	24
	511	**587**
a dedurre:		
Costi per godimento di beni di terzi per investimenti	(8)	(14)
Ricavi recuperi da *partner* quota costi godimento di beni di terzi	(2)	(3)
	501	**570**

I canoni relativi a *leasing* operativi ammontano a 316 milioni di euro. I canoni per contratti di *leasing* non annullabili ammontano a 204 milioni di euro. I canoni minimi futuri per anno e per tipologia di contratto non annullabile si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Totale	Primo anno	Secondo anno	Terzo anno	Quarto anno	Quinto anno	Oltre 5 anni
Time charter e noli a lungo termine	**576**	103	108	99	95	80	91
Immobili per uffici	**368**	67	60	58	45	44	94
Altri	**53**	30	16	6	1		
Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di *leasing* non annullabili	**997**	**200**	**184**	**163**	**141**	**124**	**185**

I contratti di *leasing* riguardano essenzialmente il noleggio di navi per il trasporto in mare di petrolio e prodotti petroliferi. Maggiori informazioni sono indicate al paragrafo "Andamento operativo - Divisione Refining & Marketing - Trasporto via mare" della Relazione sulla gestione.

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri di 275 milioni di euro riguardano principalmente gli accantonamenti effettuati a fronte della sanzione comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato in riferimento ai rifornimenti di *jet fuel* e gli accantonamenti a fronte di probabili oneri su approvvigionamenti parzialmente compensati da alcuni utilizzi di fondi per esuberanza, in particolare l'utilizzo del fondo stanziato nell'esercizio precedente a fronte della delibera 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.
Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 19 cui si rinvia.

La variazione positiva delle rimanenze di 534 milioni di euro riguarda essenzialmente l'aumento delle rimanenze di gas, in parte assorbita dalla riduzione di valore delle scorte di greggi e prodotti petroliferi.

Gli altri oneri di 206 milioni di euro riguardano in particolare le imposte indirette e tasse (75 milioni di euro), l'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali e diversi (57 milioni di euro), le perdite su crediti commerciali (16 milioni di euro) e le radiazioni di cespiti (14 milioni di euro).

Costo lavoro

Il *costo lavoro* si analizza come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Salari e stipendi	590	652
Oneri sociali	188	204
Oneri per programmi a benefici definiti	39	72
Costi personale in comando	15	16
Altri costi	62	109
	894	**1.053**
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(68)	(73)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(44)	(45)
- ricavi recuperi da *partner* quota costo lavoro	(2)	(3)
	780	**932**

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

	2005	2006
Dirigenti	553	538
Quadri	3.143	3.416
Impiegati	6.133	6.173
Operai	1.570	1.539
	11.399	**11.666**

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti per categoria all'inizio e alla fine del periodo.

I costi per il personale includono il costo di competenza dell'esercizio relativo ai piani di *stock grant* e *stock option* di 15 milioni di euro in applicazione dei piani di incentivazione dei dirigenti.

Al 31 dicembre 2006 rimangono in essere impegni per l'assegnazione di n. 1.873.600 *stock grant*. Gli impegni riguardano l'assegnazione 2003 per n. 2.500 azioni con *fair value* di 11,20 euro per azione, l'assegnazione 2004 per n.798.700 azioni con *fair value* di 14,57 euro per azione e l'assegnazione 2005 per n. 1.072.400 azioni con *fair value* di 20,08 euro per azione.
Al 31 dicembre 2006 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 15.290.400 *stock option*. Le opzioni si riferiscono all'assegnazione 2002 per n.238.000 azioni con un prezzo di esercizio di 15,216 euro per azione, all'assegnazione 2003 per n. 779.900 azioni con un prezzo di esercizio di 13,743 euro per azione, all'assegnazione 2004 per n. 3.108.500 azioni con un prezzo di esercizio di 16,576 euro per azione, all'assegnazione 2005 per n. 4.184.000 azioni con un prezzo di esercizio di 22,512 euro per azione e all'assegnazione 2006 per n. 6.980.000 azioni con un prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità assegnate di 23,119 euro per azione. Al 31 dicembre 2006 la vita utile media residua delle opzioni è di 3 anni e 7 mesi per il piano 2002, di 4 anni e 7 mesi per il piano 2003, di 5 anni e 7 mesi per il piano 2004, di 6 anni e 7 mesi per il piano 2005 e di 5 anni e 7 mesi per il piano 2006.
Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate nel 2002, nel 2003, nel 2004, nel 2005 e nel 2006 era rispettivamente di 5,39, 1,50, 2,01, 3,33 e la media ponderata per il numero di azioni di 2,89 euro per azione ed è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

		2002	2003	2004	2005	2006
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,5	3,2	3,2	2,5	4,0
Durata	(anni)	8	8	8	8	6
Volatilità implicita	(%)	43	22	19	21	16,8
Dividendi attesi	(%)	4,5	5,4	4,5	4,0	5,3

Informazioni relative ai compensi dei componenti dell'organo di amministrazione e controllo, dei direttori generali e dei dirigenti con responsabilità strategiche sono fornite alla nota n. 32, cui si rinvia.

Ammortamenti e svalutazioni
Gli *ammortamenti e svalutazioni* si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	2005	2006
Ammortamenti:		
- Immobili, impianti e macchinari	698	637
- Attività immateriali	172	190
	870	**827**
Svalutazioni		
- Immobili, impianti e macchinari	5	1
- Attività immateriali		3
	5	**4**
a dedurre:		
- incremento di immobilizzazioni per lavori interni	(3)	(2)
	872	**829**

27 Proventi (oneri) finanziari

I *proventi finanziari* si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Differenze attive di cambio realizzate	542	582
Proventi su derivati realizzati	91	93
Interessi su crediti finanziari a breve termine	43	78
Differenze attive di cambio da valutazione	45	46
Commissioni per servizi finanziari	45	36
Interessi su depositi e conti correnti	28	24
Interessi su crediti verso l'Amministrazione Finanziaria	14	13
Proventi da titoli disponibili per la vendita	6	8
Proventi derivanti da valutazione al *fair value* dei derivati	9	3
Interessi da crediti finanziari a lungo termine	2	1
Altri	34	24
	859	**908**

Gli altri proventi finanziari comprendono interessi attivi da crediti commerciali verso clienti di 16 milioni di euro (9 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

Gli interessi su depositi e conti correnti di 24 milioni di euro riguardano essenzialmente i rapporti con Enifin SpA.

Gli *interessi e gli altri oneri finanziari* si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Differenze passive di cambio realizzate	603	592
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	101	101
Oneri su derivati realizzati	87	80
Differenze passive di cambio da valutazione	45	49
Oneri finanziari connessi al trascorrre del tempo [1]	46	27
Oneri derivanti da valutazione al fair value dei derivati	8	24
Interessi e altri oneri verso imprese finanziarie controllate	13	17
Altri	27	9
a dedurre:		
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(42)	(26)
	888	**873**

(1) La voce riguarda l'incremento connesso al trascorrere del tempo dei fondi rischi e oneri determinati sulla base del valore attualizzato dei costi che l'impresa prevede di sostenere nonché le revisioni di stima connesse a cambiamenti dei tassi di interesse.

Gli interessi e altri oneri verso imprese finanziarie controllate di 17 milioni di euro riguardano essenzialmente i rapporti con Enifin SpA.

Proventi (oneri) su partecipazioni

I *proventi (oneri) su partecipazioni* si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005 Dividendi	2005 Proventi	2005 Svalutazioni e altri oneri	2006 Dividendi	2006 Proventi	2006 Svalutazioni e altri oneri
Nominativo						
Eni International BV	2.052			2.893		
Snamprogetti SpA					589	89
Syndial SpA			888			678
Eni Investments Plc		358				
Polimeri Europa SpA		305				
Italgas SpA	273			238		
Snam Rete Gas SpA	722			166		
Eni Congo Holding Bv (a Eni International Bv)		124				
Unión Fenosa SA				128		
Stoccaggi Gas Italia SpA	192			120		
Italiana Petroli SpA		144				
Eni Portugal Investment SpA				112		
Tigaz Zrt						108
Ecofuel SpA	46			69		
Enifin SpA				61		
EniMed SpA				46		
EniPower SpA	23			38		
Saipem SpA	28			36		
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	35			34		
Sofid SpA	29			21		
Società Petrolifera Italiana SpA	18			18		
AgipFuel SpA	33			17		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	19			16		
Nuovo Pignone Holding SpA		28				
Altre	61	11	7	50	23	15
	3.531	**970**	**895**	**4.063**	**612**	**890**

I proventi su partecipazioni di 612 milioni di euro riguardano in particolare la plusvalenza derivante dalla vendita di azioni Snamprogetti SpA a Saipem Projects SpA per 589 milioni di euro.

Le svalutazioni e perdite su partecipazioni di 890 milioni di euro riguardano in particolare Syndial SpA (678 milioni di euro) e Tigaz Zrt (108 milioni di euro); comprendono, inoltre, gli oneri per la cessione di Snamprogetti SpA di 89 milioni di euro, relativi alle garanzie prestate all'atto della cessione della partecipazione a favore della Saipem Projects SpA.

Informazioni in ordine a imprese controllate, collegate e a controllo congiunto, partecipate al 31 dicembre 2006, relative in particolare alla variazione della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto", che fa parte integrante delle presenti note.

Imposte sul reddito

Le *imposte sul reddito* si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Imposte correnti		
- Ires	(842)	(967)
- Irap	(199)	(216)
	(1.041)	**(1.183)**
Imposte differite	(540)	49
Imposte anticipate	210	(29)
	(330)	**20**
	(1.371)	**(1.163)**

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte è del 16,65% (18,49% nell'esercizio 2005).
Nei confronti di Eni e delle società: Snam SpA, AgipPetroli SpA, Somicem SpA (incorporate nel 2002), AgipGas SpA, Mixoil SpA (incorporate dall'AgipPetroli SpA nel 2001 e nel 2002), EniData SpA, ItalgasPiù SpA, (incorporate da Eni nel 2004), EniTecnologie SpA (incorporata da Eni nel 2006), sono definiti tutti gli esercizi sociali sino al 2001 ai fini delle imposte dirette e dell'Iva.
L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva è la seguente:

(milioni di euro)		2005			2006	
		Aliquota	Imposta		Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	7.413	33,00%	2.446	6.984	33,00%	2.305
Differenza tra valore e costi della produzione rettificata	4.036	4,25%	172	4.484	4,25%	191
Aliquota teorica		**35,31%**			**35,73%**	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- tassazione dei dividendi		-15,24%			-18,36%	
- perdite fiscali Syndial SpA		-3,70%			-3,57%	
- cessione di partecipazioni in regime di *partecipation exemption*		-1,33%			-2,23%	
- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		0,98%			3,79%	
- sanzioni		1,29%			0,77%	
- altre variazioni		1,18%			0,52%	
Aliquota effettiva		**18,49%**			**16,65%**	

Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate	Elisioni	Totale
2005						
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	3.098	16.608	27.777	542		48.025
a dedurre: ricavi infradivisioni	(2.746)	(14)	(25)	(446)		(3.231)
Risultato operativo	1.696	1.218	1.440	(433)	(85)	3.836
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(5)	(640)	(342)	(54)		(1.041)
Ammortamenti e svalutazioni	(499)	(24)	(297)	(52)		(872)
Attività direttamente attribuibili [b]	5.635	8.526	7.236	2.538	(183)	23.752
Passività direttamente attribuibili [c]	1.563	5.887	6.778	829		15.057
Investimenti in attività materiali e immateriali	402	9	439	49		899
2006						
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	3.520	20.085	32.560	554		56.719
a dedurre: ricavi infradivisioni	(3.138)	(26)	(99)	(469)		(3.732)
Risultato operativo	2.070	1.488	(41)	(362)	9	3.164
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(9)	(6)	(242)	(18)		(275)
Ammortamenti e svalutazioni	(507)	(9)	(296)	(17)		(829)
Attività direttamente attribuibili [b]	7.219	12.673	8.699	1.164	(174)	29.581
Passività direttamente attribuibili [c]	2.272	10.000	8.292	1.095		21.659
Investimenti in attività materiali e immateriali	583	10	463	35		1.091

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi interdivisionali.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Informazioni per area geografica

ATTIVITÀ DIRETTAMENTE ATTRIBUIBILI E INVESTIMENTI PER AREA GEOGRAFICA DI LOCALIZZAZIONE

(milioni di euro)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Altre aree	Totale
2005							
Attività direttamente attribuibili [a]	21.642	728	701	407	183	91	23.752
Investimenti in attività materiali e immateriali [b]	899						899
2006							
Attività direttamente attribuibili [a]	27.844	921	275	257	202	82	29.581
Investimenti in attività materiali e immateriali [b]	1.091						1.091

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(b) Dato non significativo a livello Eni SpA.

RICAVI NETTI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

(milioni di euro)	2005	2006
Italia	27.876	32.094
Altri Paesi dell'Unione Europea	7.883	10.829
Resto dell'Europa	3.096	3.412
Americhe	3.406	3.763
Asia	2.090	2.139
Africa	437	742
Altre aree	6	8
	44.794	**52.987**

39 Valore di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, l'impresa utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Le informazioni concernenti il valore di mercato degli strumenti finanziari dell'impresa sono riportate di seguito:

- *Crediti commerciali e altri crediti*: il valore di mercato dei crediti commerciali e altri crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- *Titoli iscritti nelle attività non correnti*: il valore di mercato dei titoli non correnti, classificati come da mantenersi fino a scadenza, è stimato sulla base delle quotazioni di mercato;
- *Altre attività finanziarie non correnti*: il valore di mercato delle altre attività finanziarie non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- *Altre attività non correnti*: il valore di mercato delle altre attività non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- *Debiti commerciali e altri debiti*: il valore di mercato dei debiti commerciali e altri debiti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- *Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine*: il valore di mercato delle passività finanziarie esigibili oltre l'esercizio successivo, inclusa la quota a breve, è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- *Altre passività non correnti*: il valore di mercato delle altre passività non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

	31.12.2005		31.12.2006	
(milioni di euro)	Valore contabile	Valore di mercato	Valore contabile	Valore di mercato
Crediti commerciali e altri crediti esigibili oltre l'esercizio successivo	185	185		
Titoli iscritti nelle attività non correnti	20	20	20	20
Altre attività finanziarie non correnti	23	23	21	21
Altre attività non correnti	51	51	79	79
Debiti commerciali e altri debiti esigibili oltre l'esercizio successivo	34	29	29	29
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.589	2.646	2.431	2.447
Altre passività non correnti	450	450	437	437

Al 31 dicembre 2006, sulla base dell'analisi di sensitività, si stima che la perdita massima potenziale sul valore di mercato delle obbligazioni (2.086 milioni di euro) derivante da variazioni ipotizzate dei tassi di interesse del 10% è di 53 milioni di euro.

32 Compensi

Ammontare dei compensi corrisposti ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicati nominativamente i compensi corrisposti nel 2006 dalla Società e dalle sue controllate ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.

Coerentemente alle disposizioni Consob:

- nella colonna "Emolumenti per la carica in Eni SpA" è indicata la parte fissa della remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato, il compenso fisso degli amministratori, il compenso degli amministratori per la partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio e il compenso del Presidente del Collegio Sindacale e dei sindaci effettivi;
- nella colonna "Benefici non monetari" sono indicati i *fringe benefit*, incluse le polizze assicurative;
- nella colonna "*Bonus* e altri incentivi" è indicata la parte variabile del compenso degli amministratori, della remunerazione del Presidente, della remunerazione e della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, della retribuzione dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche;
- nella colonna "Altri compensi" è indicata la parte fissa e altre competenze della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche, nonché le somme corrisposte a seguito di risoluzioni del rapporto di lavoro. Relativamente ai sindaci, sono indicati i compensi per cariche ricoperte in società controllate.

(migliaia di euro)

Nome e cognome	Carica ricoperta	Durata della carica	Scadenza della carica (1)	Emolumenti per la carica in Eni SpA	Benefici non monetari	*Bonus* e altri incentivi (2)	Altri compensi	Totale
Consiglio di Amministrazione								
Roberto Poli	Presidente	01.01-31.12	30.05.08	765	15	415		1.195
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	01.01-31.12	30.05.08	430	62	834 (3)	1.014	2.340
Alberto Clô	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	134		10		144
Renzo Costi	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	130		10		140
Dario Fruscio	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	124		10		134
Marco Pinto	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	130		10		140
Mario Resca	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	128		10		138
Marco Reboa	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	134		10		144
Pierluigi Scibetta	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	130		10		140
Collegio Sindacale								
Paolo Andrea Colombo	Presidente	01.01-31.12	30.05.08	115			89 (4)	204
Filippo Duodo	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.08	80			55 (5)	135
Edoardo Grisolia (6)	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.08	80				80
Riccardo Perotta	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.08	80			63 (7)	143
Giorgio Silva	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.08	80			44 (8)	124
Direttori generali								
Stefano Cao	Divisione E&P	01.01-31.12				643	966	1.609
Domenico Dispenza	Divisione G&P	01.01-31.12				386	669	1.055
Angelo Taraborrelli	Divisione R&M	01.01-31.12				400	645	1.045
Altri dirigenti con responsabilità strategiche (9)						1.932	7.846 (10)	9.778
				2.540	**77**	**4.680**	**11.391**	**18.688**

(1) La carica scade con l'Assemblea che approverà il bilancio al 31 dicembre 2007.
(2) Relativi alle *performance* realizzate nel 2005.
(3) Importo determinato *pro rata*, con riferimento al periodo di carica dal 1° giugno al 31 dicembre 2005.
(4) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale della Saipem e di Presidente del Collegio Sindacale di EniServizi.
(5) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA, di Presidente del Collegio Sindacale del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno e di Presidente del Collegio Sindacale del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due.
(6) L'emolumento per la carica è versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze.
(7) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale della Snam Rete Gas SpA e di Sindaco effettivo nell'Enifin SpA.
(8) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA e di Presidente del Collegio Sindacale TSKJ Italia Srl.
(9) Dirigenti che, nel corso dell'esercizio e insieme all'Amministratore Delegato e ai Direttori Generali delle Divisioni, sono stati componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società (nove dirigenti).
(10) Comprende anche le somme corrisposte a seguito della risoluzione del rapporto di lavoro a due dirigenti.

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 8,7 milioni di euro e 19,2 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2006 e 2005, e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a 435 mila euro e 540 mila euro, rispettivamente per gli esercizi 2006 e 2005 (art. 2427, n. 16 del codice civile).
Questi compensi si differenziano da quelli riportati nella precedente tabella perchè riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche; non comprendono conseguentemente i compensi corrisposti dalla Società o dalle sue controllate per altre prestazioni svolte dai medesimi soggetti.

Compensi spettanti al *key management personnel*
I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategica (cd. *key management personnel*) ammontano a 15 e 23 milioni di euro rispettivamente per il 2005 e il 2006 e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Salari e stipendi	11	16
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1
Altri benefici a lungo termine		3
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro	1	
Stock grant/option	2	3
	15	**23**

Incentivo monetario differito attribuito ai componenti dell'organo di amministrazione, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche
Il piano di incentivazione monetaria differita 2006-2008 prevede l'attribuzione annuale di un incentivo base che sarà erogato dopo tre anni, in percentuale compresa tra zero e 170, in funzione dei risultati conseguiti nel triennio di riferimento e approvati dal Consiglio di Amministrazione (v. paragrafo "Compensi" del capitolo "Corporate governance" della Relazione sulla gestione).
Nella tabella seguente sono indicati nominativamente gli incentivi base attribuiti nell'esercizio 2006 all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, quelli attribuiti agli altri dirigenti con responsabilità strategiche.

(migliaia di euro)

Nome e cognome		Incentivo base attribuito
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	787
Stefano Cao	Direttore generale Divisione E&P	468
Domenico Dispenza	Direttore generale Divisione G&P	328
Angelo Taraborrelli	Direttore generale Divisione R&M	307
Altri dirigenti con responsabilità strategiche (1)		1.293

(1) Sei dirigenti.

***Stock grant* e *stock option* attribuite ai componenti dell'organo di amministrazione, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche**
Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nelle tabelle seguenti sono indicate nominativamente le *stock grant* e le *stock option* attribuite all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche, in applicazione dei piani di incentivazione azionaria (v. paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni"). Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2006 hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.
STOCK GRANT

STOCK GRANT

Di seguito sono indicati gli impegni assunti da Eni, o da società controllate, ad assegnare a titolo gratuito azioni proprie trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno. L'indicazione del prezzo medio di esercizio per i diritti assegnati è omessa, trattandosi di azioni gratuite. Il prezzo medio indicato per i diritti esercitati è pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali del titolo Eni rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito da Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data di immissione delle azioni nel conto titoli dell'assegnatario. Nell'esercizio non sono scaduti né sono stati assegnati diritti.

		Diritti detenuti all'inizio dell'esercizio		Diritti esercitati nel corso dell'esercizio		Diritti detenuti alla fine dell'esercizio	
Nome e cognome		Numero diritti	Scadenza media in mesi	Numero diritti	Prezzo medio di mercato all'esercizio	Numero diritti	Scadenza media in mesi
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato	-	-	-	-	-	-
Stefano Cao	Direttore generale Div. E&P	43.700	21	14.700	24,117	29.000	15
Domenico Dispenza [1]	Direttore generale Div. G&P	12.100	14	6.300	24,117	5.800	8
		53.900 [2]	25	-		53.900 [2]	13
Angelo Taraborrelli	Direttore generale Div. R&M	28.100	24	6.300	24,117	21.800	17
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [3]		111.400	21	60.500	23,748	50.900	15

(1) In carica dal 1° gennaio 2006.
(2) Azioni Snam Rete Gas. L'impegno è stato assunto da Snam Rete Gas nei confronti di Domenico Dispenza, Presidente della Società fino al 23 dicembre 2005.
(3) Cinque dirigenti.

STOCK OPTION

Di seguito sono indicati i diritti di acquisto (opzioni) su azioni Eni o di società controllate, esercitabili trascorsi tre anni dalla data di assegnazione. Nell'esercizio non sono scadute opzioni.

		Amministratore Delegato	Direttore generale Divisione E&P	Direttore generale Divisione G&P		Direttore generale Divisione R&M	Altri dirigenti con responsabilità strategiche [1]
Nome e cognome		Paolo Scaroni	Stefano Cao	Domenico Dispenza [2]		Angelo Taraborrelli	
Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio:							
- numero opzioni		699.000	201.500	43.000	269.500 [3]	123.000	686.500
- prezzo medio di esercizio	(euro)	22,509	17,920	14,171	3,988	18,308	18,208
- scadenza media in mesi		91	82	64	85	83	79
Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio:							
- numero opzioni		681.000 [4]	175.500	122.500	-	115.000	552.500
- prezzo di esercizio	(euro)	23,100	23,100	23,100	-	23,100	23,100
- scadenza media in mesi		72	72	72	-	72	72
Opzioni esercitate nel corso dell'esercizio:							
- numero opzioni		-	62.500	28.500	-	-	312.500
- prezzo medio di esercizio	(euro)	-	13,743	13,743	-	-	16,478
- prezzo medio di mercato all'esercizio	(euro)	-	23,341	24,095	-	-	23,256
Opzioni detenute alla fine dell'esercizio:							
- numero opzioni		1.380.000	314.500	137.000	269.500 [3]	238.000	926.500
- prezzo medio di esercizio	(euro)	22,801	21,641	22,244	3,988	20,624	21,709
- scadenza media in mesi		73	70	65	73	68	69

(1) Nove dirigenti.
(2) In carica dal 1° gennaio 2006.
(3) Opzioni su azioni Snam Rete Gas. L'assegnazione è stata effettuata da Snam Rete Gas nei confronti di Domenico Dispenza, Presidente della Società fino al 23 dicembre 2005.
(4) L'assegnazione dell'Amministratore Delegato è stata integrata con l'attribuzione di un incentivo monetario da erogare dopo tre anni in connessione all'apprezzamento del titolo Eni, di valore corrispondente all'assegnazione di 96.000 opzioni con prezzo di esercizio di 23,100 euro e *vesting period* triennale.

33 Utile per azione

L'utile per azione semplice è di 1,61 e 1,57 euro rispettivamente nel 2005 e nel 2006 ed è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di Eni SpA per il numero medio ponderato delle azioni di Eni in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie.
Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.758.519.603 e di 3.698.201.896 rispettivamente nell'esercizio 2005 e 2006.
L'effetto diluitivo che le azioni ordinarie da emettere o da assegnare a fronte dei piani di *stock option* e di *stock grant* produrranno sull'utile per azione di Eni SpA non è significativo.

34 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte della ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono state compiute nell'interesse della Società.
Relativamente alle imprese possedute o controllate dallo stato, i principali rapporti regolati generalmente alle condizioni applicate ai terzi riguardano:
- il gruppo Enel, essenzialmente per la vendita e il trasporto di gas naturale;
- il gruppo Alitalia per la vendita di combustibile avio.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa è la seguente:

(milioni di euro)

	31.12.2006				2006					
	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Costi (*)			Ricavi		
Denominazione					Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Imprese controllate										
Agip (Suisse) SA	6	4			37	1		104		
Agip Austria GmbH	16				2			282		
Agip Caspian Sea BV	1		4.678						5	
Agip Deutschland GmbH	75	5			93	4		940	11	
Agip España SA	93	3			5			700	1	
Agip France SARL	1	3	50		42	4		66		
Agip Karachaganak BV	5		2.048						9	2
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Company NV									56	5
Agip Rete SpA	7	7				5		204	1	3
AgipFuel SpA	417	12	25					2.519	44	1
American Agip Co Inc	40	1				2		416		
Ecofuel SpA	4	20			193	1		1	2	
Energy Maintenance Services SpA		33			7	105	1	1		1
Eni China BV	1	8			116				4	
Eni Croatia BV		16			165				1	
Eni Gas & Power CH SA	2	7				72			8	1
Eni Gas & Power Deutschland SpA	17	26			16	109			16	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	14	34			286	1		66	13	1
Eni Middle East BV	2		380						2	
Eni Norge AS	5	26	233		232			2	13	
Eni North Africa BV	8		57		227				16	4
Eni Timor Leste SpA			149							
Eni Trading BV	7	1.001			12.297				11	
Eni UK Ltd	4	20	1		82	13		28	5	3
Enifin SpA	4	8	8	1.776			7		3	5
EniPower SpA	244	98	369			159	1	1.466	48	1
EniServizi SpA	14	31			1	117	10	15	1	2

* I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti a lordo delle quote capitalizzate.

(milioni di euro)

	31.12.2006				2006					
					Costi (*)			Ricavi		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Imprese controllate										
Italgas SpA	15	201				641	8	8	3	2
Napoletana Gas Clienti SpA	48					1		164	3	
Polimeri Europa SpA	94	22	641		73	6		949	16	6
Praoil Oleodotti Italiani SpA	17	46				239			8	1
Raffineria di Gela SpA	63	84			1	427		248	2	
Saipem SpA	2	48				51		1	4	
Siciliana Gas Vendite SpA	14							59		
Snam Rete Gas SpA	40	236	13			1.157		124	19	
Snamprogetti SpA	5	108	74			62	1		6	1
Sofid SpA	34	34		31		81	31		23	1
Stoccaggi Gas Italia SpA	132	46	28		11	242			8	1
Syndial SpA	11	49	446		6	22	2	33	8	3
Toscana Energia Clienti SpA	70							297	1	
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	16	33				345			172	
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro)	192	170	398		11	233	9	93	214	22
	1.740	**2.440**	**9.598**	**1.807**	**13.903**	**4.100**	**70**	**8.786**	**757**	**66**
Imprese collegate e a controllo congiunto										
Azienda Energia e Servizi Torino SpA		18				57				
Consorzio Eni per l'Alta Velocità Cepav Uno			5.654							
Gasversorgung Suddeutschland GmbH	14					1		122	19	
Promgas SpA	44	39			375			419		
Raffineria di Milazzo ScpA	9	12				237		107		
Trans Austria Gasleitung GmbH	7	18			53	138			56	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		7				81				
Unión Fenosa Gas SA	1	7	61		93	7				1
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro)	63	46	24		18	64	30	97	15	1
	138	**147**	**5.739**		**539**	**585**	**30**	**745**	**90**	**2**
Imprese possedute o controllate dallo Stato										
Gruppo Alitalia	12							354		
Gruppo Enel	136	39			45	25		1.062	109	
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro)	33	24			2	50		104		
	181	**63**			**47**	**75**		**1.520**	**109**	
	2.059	**2.650**	**15.337**	**1.807**	**14.489**	**4.760**	**100**	**11.051**	**956**	**68**

* I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti a lordo delle quote capitalizzate.

Si segnala inoltre il rapporto intrattenuto con società del gruppo Cosmi Holding correlate a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione riguardante in particolare l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontano nel 2006 a 1,5 milioni di euro in termini di acquisti e di 0,2 milioni di euro in termini di vendite.

I rapporti più significativi riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trading BV, da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA e da Eni China BV sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali, Polimeri Europa SpA, AgipFuel SpA, Agip Rete SpA, EniPower SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Raffineria di Gela SpA) e collegate (Raffineria di Milazzo ScpA) nonchè di greggi e pro-

dotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui Agip France SARL, Agip España SA, Agip Deutschland GmbH, American Agip Co Inc, Agip Austria GmbH, Agip (Suisse) SA). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti e dei greggi di riferimento, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;

- l'acquisizione di servizi di trasporto gas, servizi di stoccaggio, rispettivamente, dalla Snam Rete Gas SpA, dalla Stoccaggi Gas Italia SpA sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas; gli acquisti di beni dalla Stoccaggi Gas Italia SpA sono riferiti a forniture di gas di produzione nazionale;
- l'acquisizione di servizi di distribuzione e vettoriamento gas da società controllate e collegate, rispettivamente, Italgas SpA e Azienda Energia e Servizi Torino SpA sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- la fornitura di gas a società controllate (tra le principali, EniPower SpA, Toscana Energia Clienti SpA, Napoletana Gas Clienti SpA, Snam Rete Gas SpA, Polimeri Europa SpA, Raffineria di Gela SpA e Siciliana Gas Vendite SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi. I rapporti verso Promgas SpA riguardano operazioni di compravendita di gas all'estero;
- l'acquisto di gas da società controllate e collegate (tra le principali Eni North Africa BV, Eni Croatia BV, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS, Eni UK Ltd ed Unión Fenosa Gas SA,) e di GPL da Eni Norge AS sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura di gas all'estero a Eni UK Ltd e a Gasversorgung Suddeutschland GmbH sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Agip France SARL e da Agip Deutschland GmbH sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura del servizio di gestione delle scorte obbligatorie ad AgipFuel SpA sulla base di tariffe che consentono alla società di recuperare i costi operativi e gli oneri finanziari correlati con l'attività di stoccaggio dei prodotti;
- la fornitura a EniPower SpA di servizi di manutenzione delle Centrali Termoelettriche sulla base di corrispettivi che consentono alla Società di recuperare i costi sostenuti;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'*upstream* petrolifero a società controllate (tra le principali Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Transmediterranean Pipeline Co Ltd regolati sulla base di tariffe che consentono alle società di recuperare i costi operativi e remunerare il capitale investito;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da società controllate Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Eni Gas & Power Deutschland SpA, Eni Gas & Power CH SA e collegate Trans Austria Gasleitung GmbH regolati sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi; i ricavi verso la Trans Tunisian Pipeline Co Ltd riguardano essenzialmente la vendita del gas utilizzato dalla società per assolvere il proprio debito d'imposta in natura nei confronti dello stato tunisino; i ricavi verso Trans Austria Gasleitung GmbH prevedono tra l'altro il riaddebito del *fuel gas*, precedentemente acquistato da Eni e utilizzato dalla società di trasporto come gas di spinta;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Polimeri Europa SpA e da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti, analogamente alla prassi seguita nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Raffineria di Milazzo ScpA e dalla Raffineria di Gela SpA sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- l'acquisizione del servizio di somministrazione di vapore ed energia elettrica da EniPower SpA sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione dalla Praoil Oleodotti Italiani SpA di servizi di distribuzione e trasporto alla clientela di prodotti petroliferi sulla base di tariffe regolamentate per legge attraverso accordi collettivi stipulati tra le associazioni nazionali dei trasporti e l'Unione Petrolifera; nonché l'acquisizione del servizio di presa in consegna, trasporto via oleodotto e stoccaggio di greggi e prodotti finiti sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione dei servizi di manutenzione agli impianti di produzione di idrocarburi dalla Energy Maintenance Services SpA regolati sulla base di corrispettivi definiti con riferimento ai costi sostenuti incrementati dal margine di remunerazione di mercato;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria dalla Snamprogetti SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria e di perforazione da Saipem SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali, EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini e Sofid SpA che svolge attività amministrative, finanziarie e di *leasing* nell'interesse di Eni). In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressochè interamente), i servizi forniti da queste società - così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di *procurement* - sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti e della remunerazione del capitale investito.
L'analisi dei rapporti di natura finanziaria è la seguente:

(milioni di euro)

	31.12.2006			2006	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese controllate					
Eni Coordination Center SA - Eni International Bank Ltd			7.000		1
Enifin SpA		667	22.475	119	200
Snam Rete Gas SpA			41		1
Syndial SpA			70		1
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro)	8		26	2	2
	8	**667**	**29.612**	**121**	**205**
Imprese collegate e a controllo congiunto					
Blue Stream Pipeline Co BV			756		26
Raffineria di Milazzo ScpA			56		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd			133		
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro)	6				2
	6		**945**		**28**
	14	**667**	**30.557**	**121**	**233**

I rapporti finanziari sono intrattenuti essenzialmente con Enifin SpA - società posseduta interamente da Eni SpA che svolge attività finanziaria per conto delle società del Gruppo - in forza di una convenzione in base alla quale Enifin provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità di Eni SpA, nonchè alla copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse attraverso la stipula di contratti derivati.
Per l'illustrazione delle principali garanzie e impegni commerciali, diversi e finanziari con parti correlate si rinvia alla nota n. 24 "Garanzie, Impegni e Rischi" delle presenti Note al bilancio.
Nell'ambito del processo di riorganizzazione delle attività del Gruppo, nel corso dell'esercizio sono stati effettuati acquisti e cessioni di partecipazioni, illustrate nelle "Notizie sulle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto, a partecipazione diretta di Eni SpA" allegato alle presenti Note al bilancio (di cui costituisce parte integrante). In particolare, risulta a questo fine rilevante il rapporto intrattenuto con la Saipem per la cessione della partecipazione in Snamprogetti SpA.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

	31.12.2005			31.12.2006		
(milioni di euro)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	9.401	2.886	30,70	8.220	2.061	25,07
Passività finanziarie a breve termine	355	342	96,34	320	310	96,88
Debiti commerciali e altri debiti	6.688	2.926	43,75	6.865	2.650	38,60
Altre passività correnti	38	27	71,05	60	38	63,33
Passività finanziarie a lungo termine	2.589	467	18,04	2.431	358	14,72
Altre passività non correnti	450	265	58,89	437	246	56,29

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2005			2006		
(milioni di euro)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	44.794	12.267	27,39	52.987	11.989	22,63
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	39.537	16.490	41,71	48.248	19.229	39,85
Proventi finanziari	859	225	26,19	908	233	25,66
Oneri finanziari	888	115	12,95	873	121	13,86
Proventi (oneri) su partecipazioni	3.606			3.785	601	15,88

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(milioni di euro)	**2005**	**2006**
Ricavi e proventi	12.357	12.099
Costi e oneri	(16.505)	(19.245)
Variazione dei crediti commerciali e diversi	438	(206)
Variazione dei debiti commerciali e diversi	493	(91)
Dividendi incassati	3.531	4.063
Interessi incassati	101	110
Interessi pagati	(13)	(16)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**402**	**(3.286)**
Investimenti:		
- immobilizzazioni immateriali	(30)	
- immobilizzazioni materiali	(103)	(113)
- partecipazioni	(938)	(1.163)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(30)	(185)
Flusso di cassa degli investimenti	(1.101)	(1.461)
Disinvestimenti:		
- immobilizzazioni materiali	1	3
- partecipazioni	793	104
- crediti finanziari	33	1.011
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(1)	
Flusso di cassa dei disinvestimenti	826	1.118
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(275)**	**(343)**
Assunzione di debiti finanziari a lungo	4	59
Rimborsi di debiti finanziari a lungo	(83)	(111)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve	172	(33)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**93**	**(85)**
Effetto delle fusioni		23
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**220**	**(3.691)**

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2005			**2006**		
(milioni di euro)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività di esercizio	7.239	402	5,55	7.054	(3.286)	..
Flusso di cassa da attività di investimento	(1.060)	(275)	25,94	(1.125)	(343)	30,49
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(6.011)	93	..	(5.889)	(85)	1,44
Effetto delle fusioni				23	23	100

35 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Gli oneri non ricorrenti netti sono analizzati nella tabella seguente:

	2005	2006	Variazione
Sanzione *Antitrust*	290	109	(181)
Accantonamento per istruttoria AEEG sull'utilizzo di capacità di stoccaggio		45	45
Sanzione AEEG per istruttoria sui prezzi di approvigionamento gas		10	10
	290	**164**	**(126)**

Gli oneri non ricorrenti riguardano: (i) la sanzione comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato in relazione all'istruttoria sul *jet fuel* (109 milioni di euro)[1]; (ii) l'accantonamento al fondo rischi ed oneri a seguito dell'istruttoria n. 37/06 avviata dall'AEEG in relazione all'utilizzo della capacità di stoccaggio conferita per l'anno termico 2005-2006 (45 milioni di euro)[2]; (iii) la sanzione comminata dall'AEEG a chiusura dell'istruttoria n. 107/05 avviata sulla richiesta di informazioni sui prezzi di approvvigionamento del gas (10 milioni di euro).

36 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

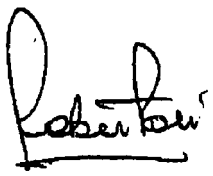
1 Informazioni sulla sanzione sono fornite nella nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato.
2 Informazioni sull'istruttoria sono fornite nella nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Signori Azionisti,
il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2006 di Eni SpA che chiude con l'utile di 5.821.357.774,51 euro;
- attribuire l'utile di 3.611.713.444,51 euro, che residua dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2006 di 0,60 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 21 settembre 2006, come segue:
- agli azionisti a titolo di dividendo 0,65 euro per azione alle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2006 di 0,60 euro; il dividendo per azione dell'esercizio 2006 ammonta perciò a 1,25 euro;
- alla "Riserva disponibile" l'importo che residua dopo le attribuzioni proposte;
- mettere in pagamento il dividendo a saldo di 0,65 euro per azione a partire dal 21 giugno 2007, con stacco cedola il 18 giugno 2007.

per il Consiglio di Amministrazione



Il Presidente
Roberto Poli

29 marzo 2007

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/98 e dell'art. 2429, comma 3, c.c.

Signori Azionisti,
nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2006 abbiamo svolto le attività di vigilanza previste dalla legge, secondo i principi di comportamento del Collegio Sindacale raccomandati dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri.
A seguito della emanazione del *Sarbanes Oxley Act*, normativa che si applica all'Eni SpA quale società emittente quotata anche alla Borsa di New York (NYSE), il Collegio Sindacale ha adottato, in data 15 giugno 2005, il "Regolamento sulle funzioni attribuite al Collegio Sindacale dell'Eni ai sensi della normativa statunitense", recependo quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione dell'Eni nella seduta del 22 marzo 2005. Con tale Regolamento, il Collegio Sindacale dell'Eni ha integrato le proprie funzioni estendendo le competenze ad attività di vigilanza interessanti le società controllate dall'Eni in Italia e all'estero, avvalendosi a tal fine anche dei risultati dell'attività di vigilanza svolta dai Collegi Sindacali (ove esistenti) delle principali società controllate ai sensi dell'art. 151 del D.Lgs 58/98, come modificato dall'art. 2 della L. 262 del 28 dicembre 2005.
Sulle attività svolte nel corso dell'esercizio, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob, con comunicazione del 6 aprile 2001, modificata e integrata con comunicazione DEM/3021582 del 4 aprile 2003, e successivamente con comunicazione n. DEM/6031329 del 7 aprile 2006, riferiamo quanto segue:

a) abbiamo vigilato sulla osservanza della legge e dell'atto costitutivo;
b) abbiamo ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'articolo 23, comma 2, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio, anche per il tramite delle società controllate, e possiamo ragionevolmente assicurare che le suddette operazioni sono conformi alla legge e allo statuto sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate, o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale; dalle informazioni rese disponibili dagli Amministratori al Collegio Sindacale ai sensi di legge, non risultano dagli stessi essere state poste in essere operazioni in potenziale conflitto d'interessi con la Società;
c) abbiamo acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della società, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del D.Lgs. 58/98, tramite l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle competenti funzioni aziendali e incontri con la società di revisione, ai fini del reciproco scambio di dati e informazioni rilevanti; anche dall'esame delle relazioni dei Collegi sindacali (ove esistenti) alle assemblee delle principali società controllate non sono emersi aspetti da segnalare;
d) abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di questo ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante: (i) l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni; (ii) l'esame dei documenti aziendali e dei risultati del lavoro svolto dalla società di revisione, anche in relazione all'attività da questa svolta ai fini della normativa statunitense – Sarbanes Oxley Act; (iii) i rapporti con gli organi di controllo delle società controllate ai sensi dei commi 1 e 2 dell'art. 151 del D.Lgs. 58/98; (iv) la partecipazione ai lavori del Comitato per il controllo interno e, nell'occasione in cui gli argomenti trattati lo hanno richiesto, lo svolgimento di una riunione congiunta con lo stesso Comitato. Dall'attività svolta non sono emerse anomalie che possano essere considerate indicatori di inadeguatezza del sistema di controllo interno;
e) abbiamo approvato la Procedura n. 221 "Segnalazioni, anche anonime, ricevute dall'Eni e dalle Società controllate, dirette e indirette" del 26 giugno 2006 e ricevuto ed esaminato la documentazione e i rapporti periodici previsti dalla procedura stessa; a tal riguardo non abbiamo osservazioni o rilievi da sottoporre alla Vostra attenzione;
f) abbiamo vigilato sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Autodisciplina dell'Eni SpA adottato dal Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 13 dicembre 2006, in adesione al Codice promosso da Borsa Italiana SpA, ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del D.Lgs. 58/98, esprimendo tra l'altro parere favorevole sulla verifica effettuata dal Consiglio di Amministrazione in merito all'indipendenza dei Consiglieri e dato atto del possesso da parte dei singoli membri del Collegio del requisito di indipendenza previsto dal Codice;
g) abbiamo preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale poste in essere ai sensi dei D.Lgs 231/01 e 61/02 sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative. L'Organismo di Vigilanza, istituito dal Consiglio di Amministrazione nelle adunanze del 15 dicembre 2003 e 28 gennaio 2004, ha relazionato sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2006 senza evidenziare fatti di rilevo;
h) abbiamo tenuto riunioni con i responsabili della società di revisione, anche ai sensi dell'art. 150, comma 2, del D.Lgs 58/98 e della disciplina prevista dalla *Sarbanes Oxley Act*, nel corso delle quali non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente relazione;
i) non abbiamo rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con parti correlate. Il Consiglio di Amministrazione nella Relazione sulla gestione ha fornito esaustiva illustrazione sulle operazioni, di natura ordinaria, di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale poste in essere con società controllate e con parti correlate nonché sulle modalità di determinazione dell'ammontare dei corrispettivi ad esse afferenti e a tale relazione rimandiamo per quanto di competenza;
j) in ottemperanza alle disposizioni dell'"*International Accounting Standards - IAS 24*" concernente l'individuazione della nozione di parti correlate, segnaliamo che gli amministratori, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategiche hanno dichiarato di non aver posto in essere né direttamente né per interposta persona o per il tramite di soggetti ad essi riconducibili secondo le disposizioni dello *IAS 24* richiamato, operazioni con l'Eni SpA e con le imprese dalla stessa controllate ai sensi dell'art. 93 del D.Lgs n. 58/98. Come risulta dalle Note al bilancio individuale d'impresa e al bilancio consolidato, un componente il Consiglio di Amministrazione ha dichiarato che nel corso dell'esercizio 2006, analogamente a quanto verificatosi nei precedenti esercizi, un familiare di cui al paragrafo 9, lettera (e) dello *IAS 24*, in quanto proprietario della maggioranza azionaria di una *holding* controllante un gruppo di società, ha posto in essere operazioni commerciali e svolto

prestazioni di manutenzione verso l'Eni SpA e altre società del Gruppo per complessivi 18 milioni di euro. Le prestazioni rese alla sola Eni SpA sono ammontate a circa 1,5 milioni di euro in termini di acquisti e a circa 0,2 milioni di euro in termini di vendite;

k) la società di revisione ha rilasciato, in data odierna, le relazioni ai sensi dell'art. 156 del D.Lgs 58/98 rispettivamente per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato di Gruppo al 31 dicembre 2006, redatti in conformità agli International *Financial Reporting Standards - IFRS* adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che sia il bilancio di esercizio che il bilancio consolidato dell'Eni sono "stati redatti con chiarezza e rappresentano in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto e i flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data";

l) in applicazione del D.Lgs. 38/05 la società ha redatto per la prima volta il bilancio di esercizio (bilancio separato) in conformità agli *IFRS*; in data 21 settembre 2006 la società di revisione ha rilasciato la relazione sui prospetti di riconciliazione agli *IFRS* relativi alla data di transizione (1 gennaio 2005) e al bilancio 2005;

m) nel corso dell'esercizio non sono pervenute denuncie ex art. 2408;

n) non abbiamo conoscenza di altri fatti o esposti di cui dare menzione all'Assemblea;

o) la società di revisione PricewaterhouseCoopers, incaricata della revisione dall'Assemblea del 28 maggio 2004, nel corso dell'esercizio 2006, in aggiunta ai compiti previsti dalla normativa per le società quotate in Italia (revisione del bilancio di esercizio, del bilancio consolidato nonché revisione limitata della relazione semestrale e verifiche nel corso dell'esercizio sulla regolare tenuta della contabilità sociale) e per la quotazione al NYSE, ha ricevuto i seguenti ulteriori incarichi:
   - revisione delle rettifiche necessarie a ricondurre i dati della situazione patrimoniale dell'Eni SpA al 1 gennaio 2005, del bilancio di esercizio 2005 e della relazione semestrale dell'Eni SpA 2005 agli *IAS/IFRS* (compenso di 270 mila euro);
   - revisione contabile propedeutica allo svolgimento delle attività di *audit* sul sistema di controllo di cui alla sezione 404 del *Sarbanes Oxley Act* (compenso di 396 mila euro);
   - revisione contabile limitata del prospetto contabile e della relazione ai fini della distribuzione di acconti su dividendi (compenso 20 mila euro);
   - revisione dei bilanci separati redatti ai sensi delle delibere 310/01 e 311/01 per l'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas (compenso di 67 mila euro);
   - revisione dei prospetti relativi al programma di emissione di *Euro Medium Term Notes*, agli addebiti alle compagnie partner nelle *joint ventures* petrolifere e ai ricavi delle stazioni di servizio autostradali (compensi per complessivi 51 mila euro).

Complessivamente nel 2006 sono stati, pertanto, conferiti incarichi aggiuntivi per un compenso complessivo di 804 mila euro.
Il Collegio segnala che nel periodo in esame sono stati conferiti incarichi aggiuntivi alla PricewaterhouseCoopers e alle società estere appartenenti allo stesso *network* da parte di altre società del gruppo per 1.239 mila euro;

p) tenuto conto:
   - della dichiarazione di indipendenza rilasciata dalla PricewaterhouseCoopers;
   - degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete dall'Eni e dalle società del gruppo;

   il Collegio non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza della PricewaterhouseCoopers;

q) abbiamo rilasciato, a termine di legge, i pareri di cui all'art. 2389, 3 comma, del codice civile; la società di revisione ha rilasciato il parere di cui all'art. 158 del D. Lgs 24 febbraio 1998 n. 58, in relazione al disposto del 5° comma dell'articolo 2433-bis del codice civile (acconto sui dividendi);

r) Vi ricordiamo che l'incarico per la revisione dei bilanci e per la revisione contabile per gli esercizi 2004-2006, ai sensi dell'art. 156 del D.Lgs. 58/98, è stato conferito dall'Assemblea degli Azionisti in data 28 maggio 2004 alla società PricewaterhouseCoopers, così come l'incarico di verifica della regolare tenuta delle scritture contabili ai sensi dell'art. 155 del D.Lgs. 58/98. In conformità con le nuove disposizioni introdotte dal D.Lgs. 303/2006, Vi proponiamo, ai sensi dell'art. 159 del D.Lgs. 58/98, la proroga dell'incarico di revisione contabile per il periodo di tre anni dal 2007 al 2009, come da relazione appositamente predisposta e depositata presso la sede sociale e messa a disposizione degli azionisti.

Nello svolgimento dell'attività di vigilanza sopra descritta, il Collegio si è riunito 20 volte, ha assistito alle 16 riunioni del Consiglio di Amministrazione e ha partecipato alle 15 riunioni del Comitato per il controllo interno. Il *Compensation Committee* si è riunito complessivamente 9 volte nel corso dell'esercizio.
Sulla base dell'attività di controllo svolta nel corso dell'esercizio non rileviamo motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2006 e alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

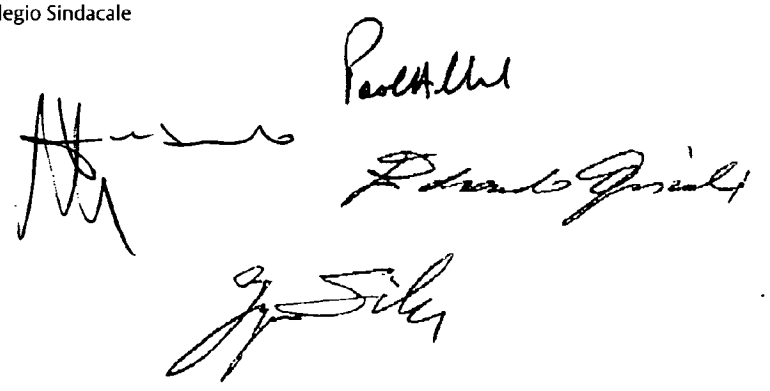
Paolo Andrea Colombo, Presidente del Collegio Sindacale

Filippo Duodo, Sindaco effettivo

Edoardo Grisolia, Sindaco effettivo

Riccardo Perotta, Sindaco effettivo

Giorgio Silva, Sindaco effettivo



Milano 3 maggio 2007

Relazione della Società di revisione

PRICEWATERHOUSECOOPERS

PricewaterhouseCoopers SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETA' DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 156 DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58

Agli Azionisti della
Eni SpA

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dei movimenti del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni SpA chiuso al 31 dicembre 2006. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli amministratori della Eni SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile. Il suddetto bilancio d'esercizio è stato preparato per la prima volta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005.

2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio d'esercizio sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Il bilancio d'esercizio presenta a fini comparativi i dati corrispondenti dell'esercizio precedente predisposti in conformità ai medesimi principi contabili. Inoltre, la nota al bilancio "Effetti derivanti dall'applicazione dei principi contabili internazionali" illustra gli effetti della transizione agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea ed include le informazioni relative ai prospetti di riconciliazione previsti dal principio contabile internazionale IFRS 1, precedentemente approvati dal Consiglio di Amministrazione e pubblicati nella sezione denominata "Effetti derivanti dall'applicazione dei principi contabili internazionali" della relazione semestrale al 30 giugno 2006, da noi assoggettati a revisione contabile, per i quali si fa riferimento alla relazione di revisione da noi emessa in data 21 settembre 2006.

3 A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2006 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs n. 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto ed i flussi di cassa della Eni SpA per l'esercizio chiuso a tale data.

Milano, 3 maggio 2007

PricewaterhouseCoopers SpA

A. Gk

Alberto Giussani
(Revisore contabile)

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 027851 Fax 02782240 Cap. Soc. 3.734.400,00 Euro i.v. C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n. 43 dell'Albo Consob - Altri Uffici: **Bari** 70125 Viale della Repubblica 110 Tel. 0805429863 – **Bologna** 40122 Via delle Lame 111 Tel. 051526811 – **Brescia** 25124 Via Cefalonia 70 Tel. 030222811 – **Firenze** 50129 Viale Milton 65 Tel. 0554627100 – **Genova** 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01029041 – **Napoli** 80121 Piazza dei Martiri 30 Tel. 0817644441 – **Padova** 35137 Largo Europa 16 Tel 0498762377 – **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 – **Parma** 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521242848 – **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 – **Torino** 10129 Corso Montevecchio 37 Tel. 011556771 – **Trento** 38100 Via Manzoni 16 Tel. 0461237004 – **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 – **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 040348781 – **Udine** 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 – **Verona** 37122 Corso Porta Nuova 125 Tel. 0456002561

Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti

L'Assemblea Ordinaria degli azionisti tenutasi il 24 maggio 2007 ha approvato:

- il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2006 di Eni S.p.A. che chiude con l'utile di 5.821.357.774,51 euro;
- l'attribuzione dell'utile di esercizio di 5.821.357.774,51 euro, che residua in 3.611.713.444,51 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2006 di 0,60 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 21 settembre 2006 e messo in pagamento il 26 ottobre 2006, come segue:
  - agli azionisti a titolo di dividendo 0,65 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2006 di 0,60 euro; il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2006 ammonta perciò a 1,25 euro;
  - alla Riserva disponibile l'importo che residua dopo l'attribuzione del dividendo;
- il pagamento del saldo dividendo a partire dal 21 giugno 2007, con stacco fissato al 18 giugno 2007.

PAGINA BIANCA



ALLEGATI 2006

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2006

■ Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2006

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e dall'art. 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate e collegate di Eni SpA al 31 dicembre 2006, nonché delle partecipazioni rilevanti.

Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate é indicato il criterio di valutazione.

In nota é riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 31 dicembre 2006 le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Controllate			Collegate			Altre partecipazioni rilevanti [a]		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate	**54**	**201**	**255**						
Partecipazioni di imprese consolidate [b]									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	19	48	67	51	88	139			
Valutate con il metodo del costo	6	15	21	14	25	39	10	22	32
	25	**63**	**88**	**65**	**113**	**178**	**10**	**22**	**32**
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate		4	4						
Possedute da imprese a controllo congiunto				2	20	22			
		4	**4**	**2**	**20**	**22**			
Totale imprese	**79**	**268**	**347**	**67**	**133**	**200**	**10**	**22**	**32**

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate e collegate non quotate superiori al 10% del capitale.
(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano essenzialmente imprese che non superano due dei seguenti parametri:
- totale attivo o indebitamento finanziario lordo: 3,125 milioni di euro;
- totale ricavi: 6,250 milioni di euro;
- numero medio dei dipendenti: 50 unità.

Società controllate e collegate residenti in Stati o territori a regime fiscale privilegiato

Gli Stati o territori aventi un regime fiscale privilegiato sono individuati dal decreto del Ministro dell'economia e delle finanze 21 novembre 2001 (Decreto) che elenca quelli il cui regime fiscale é considerato privilegiato: (i) in via generale e senza alcuna distinzione, all'art. 1; (ii) con l'esclusione di individuate fattispecie, all'art. 2; (iii) limitatamente ad alcuni regimi particolari, all'art. 3.

Al 31 dicembre 2006 Eni controlla 15 società residenti o con filiali (3) in Stati o territori a regime fiscale privilegiato elencati negli artt. 1 e 2 del Decreto, di cui 6 rivengono dalle acquisizioni della Lasmo Plc e della Bouygues Offshore SA. Di queste 15 società, 9 sono soggette a imposizione in Italia o perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni SpA (8) o perché divenute fiscalmente residenti a seguito del trasferimento in Italia della sede dell'amministrazione (1). Le restanti 6 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate in considerazione dell'effettiva attività esercitata. Eni controlla inoltre 22 società residenti in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto, nessuna delle quali si avvale dei regimi ivi previsti.

Nessuna società controllata ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2006 sono stati oggetto di revisione contabile da parte della PricewaterhouseCoopers tranne i bilanci della Petromar Lda con sede in Angola, oggetto di revisione da parte della Auren e della PricewaterhouseCoopers, e della Saibos Fze con sede negli Emirati Arabi Uniti, oggetto di revisione da parte della Ernst & Young.

Al 31 dicembre 2006 Eni detiene inoltre, direttamente o indirettamente, partecipazioni non inferiori al 20 per cento agli utili in 5 società residenti o localizzate in Stati o territori a regime fiscale privilegiato elencati negli artt.1 e 2 del Decreto ed in 8 società localizzate in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto, nessuna delle quali si avvale dei regimi ivi previsti.

Nei successivi elenchi delle imprese controllate e collegate, le società residenti in Stati o territori di cui al Decreto sono contrassegnate da un richiamo alla nota a pié pagina dove viene indicato il riferimento agli articoli del Decreto e il trattamento fiscale in Italia del reddito della società.

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni SpA (#)	Roma	EUR	4.005.358.876	Ministero dell'Economia e delle Finanze	20,31		
				Cassa Depositi e Prestiti SpA	9,99		
				Eni SpA	8,07		
				Altri Soci	61,63		

IMPRESE CONTROLLATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio SET Sviluppo Elettrico Trecate (in liquidazione)	San Martino Trecate	EUR	5.680.950	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Eni East Africa SpA	San Donato Milanese	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Eni Medio Oriente SpA	San Donato Milanese	EUR	824.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Ieoc SpA	San Donato Milanese	EUR	25.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	San Donato Milanese	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese	EUR	37.980.800	Eni SpA Soci terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.
Stoccaggi Gas Italia SpA - Stogit SpA	San Donato Milanese	EUR	152.205.500	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Sviluppo Tecnologie Industriali SpA	Pisa	EUR	250.000	Tecnomare SpA Soci terzi	66,83 33,17		P.N.
Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA	Venezia	EUR	2.064.000	Eni SpA Snamprogetti SpA Saipem SpA Soci terzi	65,00 10,00 5,00 20,00	71,53	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Azerbaijan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	50.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	L'Aia (Paesi Bassi)	EUR	52.500	Agip Caspian Sea BV	100,00		Co.
Agip Oil Ecuador BV (1)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Agip USA Inc (in liquidazione)	Wilmington (USA)	USD	3.000.000	Eni International BV	100,00		Co.
AKD Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.152	Agip Azerbaijan BV	100,00		
Eni A E P Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	73.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Wilmington (USA)	USD	100.072.000	Eni UHL Ltd Soci terzi	0,07 (a) 99,93	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV (2)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV (2)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni ANS Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	1.700.000	Eni UKCS Ltd	100,00		Co.
Eni AOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	187.916.668	Eni Ventures Plc (L)	100,00		Co.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	487.249	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00		P.N.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni BBH Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	84.329.100	Eni BB Ltd	100,00		
Eni BBI Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.200.000	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni BB Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(a) Quota di controllo: Eni UHL Ltd 100,00
(1) La società ha una filiale in Ecuador che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.
(2) La società ha una filiale in Angola che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni BB Petroleum Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	34.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Bulungan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	29.832.777,120	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Brazzaville (Congo)	USD	7.000.000	Eni Congo Holding BV Eni Int. NA NV Sàrl Eni International BV	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Eni Croatia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Dación BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	21.250.000	Eni MHH Ltd (L)	100,00	100,00	C.I.
Eni Forties Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	11.000	Eni UKCS Ltd	100,00		P.N.
Eni Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Grand Maghreb BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90,450	Eni North Africa BV	100,00	100,00	C.I.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2.000.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International Exploration Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni ULX Ltd	100,00		Co.
Eni International Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	100.000	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni International NA NV Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-21 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	337.638.724,250	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Liverpool Bay Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	80.400.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Mali BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Management International Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Russia BV	100,00		P.N.
Eni Marketing Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni MEP Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	570.000	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni MHH Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	33.403.604,150	Eni MOG Ltd (L)	100,00	100,00	C.I.
Eni Middle East BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.000.002	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	220.711.147,500	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Morocco BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00		P.N.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Neptune Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	566.903	Eni Lasmo Plc Eni Pakistan Ltd	99,99 (..)		Co.
Eni Norge AS	Forus, Stavanger (Norvegia)	NOK	278.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil do Brasil SA	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	980.035.000	Eni International BV Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Wilmington (USA)	USD	198.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Overseas Holdings Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Papalang Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Wilmington (USA)	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Llc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Popodi Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Resources Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	37.106.616	Eni Energy Ltd (L)	100,00	100,00	C.I.
Eni Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Securities Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	187.002	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	196.976.684,010	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	3.720.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Transportation Ltd (ex Eni Birch Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	5.001.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Trinidad and Tobago Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Trinidad and Tobago Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	TTD	1.181.880	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni TTO Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	57.085.385	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BEK BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni UFL Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	40.100.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	17.000.100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	93.215.492,250	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Wilmington (USA)	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	278.050.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Grand Maghreb Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Grand Maghreb BV Eni Neptune Ltd (L)	50,00 50,00		Co.
Lasmo Oil Development (Canada) Ltd	Toronto (Canada)	CAD	0,100	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Lasmo Sanga Sanga Ltd (9)	Hamilton (Bermuda)	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
Nigerian Agip Trustees Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.250.000	NAOC Ltd Nigerian Agip E. Ltd	99,00 1,00		Co.
OOO "EniNeftegaz"	Mosca (Russia)	RUB	1.000.000	Eni Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,00 1,00	100,00	C.I.
Pennant Insurance Co Ltd (8)	Hamilton (Bermuda)	USD	1.000.000	Eni UHL Ltd	100,00		P.N.
Secab Niugini Ltd	Port Moresby (Papua Nuova Guinea)	PGK	3.015.682	Eni International BV	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Acqua Campania SpA	Napoli	EUR	4.950.000	Italgas SpA Eni SpA Saipem SpA Snamprogetti SpA Soci terzi	35,20 10,20 2,55 2,55 49,50	47,62	C.I.
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	Napoli	EUR	15.400.000	Italgas SpA Soci terzi	99,69 0,31	99,69	C.I.
Eni Gas & Power Deutschland SpA	San Donato Milanese	EUR	5.543.728	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Hellas SpA	San Donato Milanese	EUR	149.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci terzi	86,50 13,50	86,50	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Trasmissione SpA	San Donato Milanese	EUR	16.362.447,720	EniPower SpA	100,00	100,00	C.I.
GNL Italia SpA	San Donato Milanese	EUR	17.300.000	Snam Rete Gas SpA	100,00	53,39	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Napoletana Gas Clienti SpA	Napoli	EUR	5.000.000	Napoletana Gas SpA	100,00	99,69	C.I.
Partecipazioni Industriali SpA	Torino	EUR	65.850.000	Italgas SpA Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	EUR	2.080.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Servizi Territori Aree Penisole SpA	Napoli	EUR	120.000	Napoletana Gas SpA Soci terzi	70,00 30,00		P.N.
Siciliana Gas Clienti SpA	San Donato Milanese	EUR	1.147.869,600	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Siciliana Gas SpA	Palermo	EUR	33.903.679,800	Italgas SpA	100,00	100,00	C.I.
Siciliana Gas Vendite SpA	Palermo	EUR	5.100.000	Siciliana Gas C. SpA	100,00	100,00	C.I.
Snam Rete Gas SpA (#)	San Donato Milanese	EUR	1.955.957.600	Eni SpA Snam Rete Gas SpA Soci terzi	50,04 (a) 6,27 43,69	53,39	C.I.
Società EniPower Ferrara Srl	San Donato Milanese	EUR	110.000.000	EniPower SpA Soci terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Società Italiana per il Gas pA	Torino	EUR	252.263.314	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Toscana Energia Clienti SpA (ex Toscana Gas Clienti SpA)	Pistoia	EUR	7.148.428,170	Eni SpA Partec. Ind. SpA Soci terzi	61,45 17,77 20,78	79,22	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.
(a) Quota di controllo: Eni SpA 53,39
Soci terzi 46,61

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	SIT	3.105.000.000	Eni SpA Soci terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Distribuidora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	202.351.288	Inv. Gas Cuyana SA Eni SpA Soci terzi	51,00 6,84 42,16	45,60	C.I.
Eni España Comercializadora de Gas SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Gas & Power CH SA (10)	Lugano (Svizzera)	CHF	54.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power GmbH	Francoforte sul Meno (Germania)	EUR	75.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Gas Brasiliano Distribuidora SA	San Paolo (Brasile)	BRL	467.363.600	Eni International BV Italgas SpA	80,00 20,00	100,00	C.I.
Gerecse Gázvezeték Építõ és Vagyonkezelõ Részvénytársaság	Tatabánya (Ungheria)	HUF	609.600.000	Turul Gáz. Rt Soci terzi	50,15 49,85		
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci terzi	75,00 25,00	75,00	C.I.
Inversora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	60.012.000	Eni SpA Soci terzi	76,00 24,00	76,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	TND	99.000	Eni International BV Soci terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi (Tunisia)	TND	200.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Tigáz Gepa Kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	52.780.000	Tigáz zrt	100,00		P.N.
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörûen Mûködõ Részvénytársaság	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	17.000.000.000	Eni SpA Tigáz zrt Sofid SpA Soci terzi	50,00 (a) 0,16 (..) 49,84	50,08	C.I.
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (3)	St. Helier (Channel Islands)	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Turul Gázvezeték Építõ es Vagyonkezelõ Részvénytársaság	Tatabánya (Ungheria)	HUF	404.000.000	Tigáz zrt Soci terzi	58,42 41,58		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(a) Quota di controllo: Eni SpA 50,08; Sofid SpA (..); Soci terzi 49,92

(3) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: la società a seguito del trasferimento della sede dell'amministrazione in Italia è ivi soggetta a imposizione.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
AgipFuel SpA	Roma	EUR	3.637.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
AgipRete SpA	Roma	EUR	15.480.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Big Bon Distribuzione SpA	Milano	EUR	516.460	AgipRete SpA	100,00	100,00	C.I.
Consorzio AgipGas Sabina	Cittàducale	EUR	5.160	AgipRete SpA Soci terzi	70,00 30,00		Co.
Consorzio Condeco Santapalomba	Pomezia	EUR	117.757	Praoil SpA AgipFuel SpA Soci terzi	51,00 41,66 7,34		Co.
Consorzio Movimentazioni Petrolifere nel Porto di Livorno	Stagno	EUR	1.000	Praoil SpA Costiero Gas L. SpA Soci terzi	49,90 11,00 39,10		Co.
Costiero Gas Livorno SpA	Livorno	EUR	26.000.000	AgipRete SpA Soci terzi	65,00 35,00	65,00	C.I.
Ecofuel SpA	Milano	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Portugal Investment SpA	Roma	EUR	321.240.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Petrolig Srl	Genova	EUR	104.000	Praoil SpA Soci terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Petroven Srl	Genova	EUR	156.000	Praoil SpA Soci terzi	68,00 32,00	68,00	C.I.
Praoil Oleodotti Italiani SpA	Genova	EUR	74.189.479	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela	EUR	92.304.660	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
SeaPad SpA	Genova	EUR	12.400.000	Praoil SpA Soci terzi	80,00 20,00		P.N.

ALL'ESTERO

Afi Hotels Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	EUR	1.032.920	Eni SpA	100,00		P.N.
Agip Austria GmbH	Vienna (Austria)	EUR	20.000.000	Eni International BV Agip Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Agip Austria Tankstellenbetrieb GmbH	Vienna (Austria)	EUR	35.000	Agip Austria GmbH	100,00		P.N.
Agip Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Ceská Republika Sro	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	1.511.913.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	94,90 5,10	100,00	C.I.
Agip Ecuador SA (10)	Quito (Ecuador)	USD	103.142,080	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Agip España SA	Madrid (Spagna)	EUR	61.600.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip France Sàrl	Lione (Francia)	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Hungaria Zrt	Budapest (Ungheria)	HUF	9.491.500.000	Eni International BV Soci terzi	99,40 0,60	99,40	C.I.
Agip Lubricantes SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	1.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV Soci terzi	96,99 3,00 (..)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Pannónia Kft	Budapest (Ungheria)	HUF	980.000.000	Agip Hungaria Zrt	100,00	99,40	C.I.
Agip Portugal - Combustiveis SA	Alès (Portogallo)	EUR	2.754.480	Agip España SA	100,00	100,00	C.I.
Agip Romania Srl (ex Agip Romania SA)	Bucarest (Romania)	RON	23.876.310	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Schmiertechnik GmbH	Würzburg (Germania)	EUR	2.000.000	Agip Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovenija doo	Lubiana (Slovenia)	SIT	909.560.400	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovensko Spol Sro	Bratislava (Repubblica Slovacca)	SKK	470.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Suisse SA (10)	Losanna (Svizzera)	CHF	102.500.000	Eni International BV Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Trading Services BV (4)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.160	Eni International BV	100,00		P.N.
Agip Trading Services Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	500	Eni International BV	100,00		P.N.
American Agip Co Inc	Wilmington (USA)	USD	27.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Esacontrol SA (10)	Quito (Ecuador)	USD	60.000	Agip Ecuador SA Soci terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA (10)	Quito (Ecuador)	USD	30.000	Agip Ecuador SA	100,00	100,00	C.I.
Hotel Assets Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	44.005.000	Eni SpA	100,00		P.N.
OOO "Nefto - Agip"	Mosca (Federazione Russa)	RUB	246.760	Eni International BV	100,00		P.N.
Tecnoesa SA (10)	Quito (Ecuador)	USD	36.000	Agip Ecuador SA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(4) La società ha una filiale in Singapore, Paese incluso negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Petrolchimica

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Polimeri Europa SpA	Brindisi	EUR	1.553.400.000	Eni SpA Syndial SpA	95,17 4,83	100,00	C.I.
IN ITALIA							
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	EUR	1.549.060	Polimeri Europa SpA Syndial SpA EniPower SpA Soci terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	EUR	6.000.000	Polimeri Europa SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci terzi	48,31 28,10 1,66 21,93		P.N.
ALL'ESTERO							
Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkoruen Mukodo Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	HUF	2.113.902.000	Polimeri Europa SpA Polimeri Benelux SA Polimeri Europa GmbH	77,91 11,05 11,04	100,00	C.I.
Kelvin Terminals Koelveem BV	Al Terneuzen (Paesi Bassi)	EUR	36.000	Polimeri Eur. UK Ltd	100,00		P.N.
Polimeri Europa Americas Inc	New York (USA)	USD	78.370	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Benelux SA	Nivelles (Belgio)	EUR	10.000.000	Polimeri Europa SpA Pol. Europa Dist. SA (L)	99,99 (..)	100,00	C.I.
Polimeri Europa Distribution SA (10) (in liquidazione)	Manno (Svizzera)	CHF	100.000	Polimeri Europa GmbH	100,00		P.N.
Polimeri Europa Elastomères France SA (in liquidazione)	Champagnier (Francia)	EUR	13.011.904	Polimeri Europa SpA Soci terzi	99,99 (..)		P.N.
Polimeri Europa France SAS	Mardyck (Francia)	EUR	126.115.582,900	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa GmbH (12)	Eschborn bei Frankfurt Am Main (Germania)	EUR	100.000	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Hellas SA	Atene (Grecia)	EUR	342.000	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Ibérica SA	Barcellona (Spagna)	EUR	2.524.200	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Kimya Ürünleri Ticaret Ltd Sirketi	Istanbul (Turchia)	TRY	20.000	Polimeri Europa SpA Polimeri Europa GmbH	90,00 10,00		P.N.
Polimeri Europa Norden AS	Copenaghen (Danimarca)	DKK	3.000.000	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Polska Sp. zo.o	Varsavia (Polonia)	PLN	1.000.000	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Portugal SA	Viana do Castelo (Portogallo)	EUR	50.000	Polimeri Eur. UK Ltd Soci terzi	99,56 0,44		P.N.
Polimeri Europa UK Ltd	Hythe (Regno Unito)	GBP	4.004.040	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.
(12) La società ha una filiale in Svizzera che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

Ingegneria e Costruzioni

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Sod	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem SpA (#)	San Donato Milanese	EUR	441.410.900	Eni SpA Saipem SpA Soci terzi	42,91 (a) 1,40 55,69	43,54	C.I.

IN ITALIA

BOS - Italia Srl (in liquidazione)	Milano	EUR	10.000	Saipem SA	100,00		P.N.
Consorzio Bonifica Aree e Siti Inquinati	Milano	EUR	20.658,280	Snamprogetti SpA Syndial SpA	50,00 50,00		P.N.
Consorzio Ras - Realizzazioni Attraversamenti Sotterranei (in liquidazione)	Udine	EUR	10.329	Snamprogetti SpA Soci terzi	51,00 49,00		P.N.
Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino	EUR	10.329,140	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Energy Maintenance Services SpA	San Donato Milanese	EUR	9.020.216	Saipem SpA	100,00	43,54	C.I.
Engineering & Management Services SpA	San Donato Milanese	EUR	309.600	Snamprogetti SpA	100,00	43,54	C.I.
Intermare Sarda SpA	Tortolì	EUR	6.708.000	Saipem SpA	100,00	43,54	C.I.
Saipem Energy International SpA	San Donato Milanese	EUR	2.550.000	Saipem SpA	100,00	43,54	C.I.
Saipem FPSO SpA	San Donato Milanese	EUR	884.000	Saipem SpA	100,00	43,54	C.I.
Saipem Projects SpA	San Donato Milanese	EUR	216.500.000	Saipem SpA	100,00	43,54	C.I.
Snamprogetti SpA	San Donato Milanese	EUR	103.200.000	Saipem Project SpA	100,00	43,54	C.I.
Snamprogetti Sud SpA	Vibo Valentia	EUR	5.000.040	Snamprogetti SpA	100,00	43,54	C.I.

ALL'ESTERO

Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	231.150.000	Snamprogetti SpA Snamprog. M.Serv. SA	99,00 1,00	43,54	C.I.
BOSCONGO SA	Pointe Noire (Congo)	XAF	200.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,99 0,01	43,53	C.I.
BOS Investment Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.000.000	Saipem SA Entreprise N. M. SA	99,99 (..)	43,54	C.I.
BOS - UIE Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	3.300.000	BOS Investment Ltd	100,00	43,54	C.I.
Camom Gesellschaft fur Instandhaltung und Montagen mbH	Francoforte sul Meno (Germania)	EUR	25.564,590	Camom SA	100,00	43,54	C.I.
Camom Industrie Instandhaltung GmbH & Co Kg (in liquidazione)	Spergau (Germania)	EUR	25.564,590	Camom GmbH	100,00		Co.
Camom Industrie Instandhaltung Verwaltungs GmbH (in liquidazione)	Spergau (Germania)	EUR	25.564,590	Camom GmbH	100,00		Co.
Camom SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	2.897.500	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	43,54	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.
(a) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Eni SpA 43,54; Soci terzi 56,46

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
CENMC Canada Inc	Montreal (Québec) (Canada)	CAD	100	European M. C. BV	100,00	43,54	C.I.
Conception Maintenance Petrochimique de l'Ouest SA (in liquidazione)	Sandouville (Francia)	EUR	305.000	Camom SA Soci terzi	99,97 0,03		P.N.
Delong Hersent - Estudos, Construções Maritimas e Participações, Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SA	100,00	43,54	C.I.
Entreprise Nouvelle Marcellin SA	Marsiglia (Francia)	EUR	1.018.700	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	43,54	C.I.
ER SAI Caspian Contractor Llc	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.105.930.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00	21,77	C.I.
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.760	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
European Marine Contractors Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000.000	E.M.I. Ltd Saipem UK Ltd	50,00 50,00	43,54	C.I.
European Marine Investments Ltd	Londra (Regno Unito)	USD	20.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
European Maritime Commerce BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	ERS BV	100,00	43,54	C.I.
Global Petroprojects Services AG (10)	Zurigo (Svizzera)	CHF	5.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad, Mumbai (India)	INR	100.000	Serv.Eq.Gaz.Petr.SA Soci terzi	55,00 45,00	23,89	C.I.
Hazira Marine Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad, Mumbai (India)	INR	100.000	Saipem SA Sofresid SA	99,99 0,01	43,54	C.I.
Katran-K Llc	Krasnodar (Russia)	RUB	1.603.800	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
Moss Arctic Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	100.000	Moss Maritime AS	100,00	43,54	C.I.
Moss Maritime AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	40.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
Moss Maritime Inc	Houston (USA)	USD	145.000	Moss Maritime AS	100,00	43,54	C.I.
Moss Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	20.000.000	Moss Maritime AS	100,00	43,54	C.I.
Nigerian Services & Supply Co Ltd	Victoria Island - Lagos (Nigeria)	NGN	40.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	43,54	C.I.
North Caspian Service Co	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.910.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	37.319.045	Saipem Intern. BV Soci terzi	99,99 (..)	43,54	C.I.
Petromar Lda (10)	Luanda (Angola)	USD	357.142,850	Delong H-ECMP Lda Soci terzi	70,00 30,00	30,48	C.I.
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	30.290.000	Saipem Intern. BV Saipem Asia Sdn Bhd	99,99 (..)	43,54	C.I.
SAGIO Companhia Angolana De Gestão De Instalação Offshore Limitada (10)	Luanda (Angola)	AOA	1.600.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	60,00 40,00		P.N.
Saibos Construções Maritimas Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	27.551.052	Saipem SA	100,00	43,54	C.I.
Saibos Fze (8)	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	1.000.000	Saibos Con. Mar. Lda	100,00	43,54	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saigut SA De Cv	Ensenada (Messico)	MXN	50.000	Saimexicana SA Soci terzi	80,00 20,00	34,83	C.I.
Saimexicana SA De Cv	Città del Messico (Messico)	MXN	50.000	Saipem SA Entreprise N. M. SA	99,99 (..)	43,54	C.I.
Saipem America Inc	Wilmington (USA)	USD	50.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
Saipem Argentina de Perforaciones, Montajes y Proyectos Sociedad Anónima, Minera, Industrial, Comercial y Financiera	Buenos Aires (Argentina)	ARS	150.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	98,77 1,23		P.N.
Saipem Asia Sdn Bhd (9)	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	8.116.500	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	10.661.000	Saipem Intern. BV	100,00		P.N.
Saipem Contracting Algerie SpA	Hassi Messaoud (Algeria)	DZD	10.000.000	Sofresid SA Saipem SA Soci terzi	99,94 0,01 0,05	43,52	C.I.
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	827.000.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	97,94 2,06	42,65	C.I.
Saipem do Brasil Serviços de Petroleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	10.502.327	Saipem FPSO SpA Soci terzi	99,99 (..)	43,54	C.I.
Saipem Engineering Nigeria Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	72.000.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	98,96 1,04		P.N.
Saipem Holding France SAS	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	40.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
Saipem India Project Services Ltd	Chennai (India)	INR	2.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	43,54	C.I.
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	43,54	C.I.
Saipem Logistics Services Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	55.000.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	99,99 (..)	43,54	C.I.
Saipem Luxembourg SA (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	EUR	31.002	Saipem SGPS SA Saibos Con. Mar. Lda	99,99 (..)	43,54	C.I.
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd (9)	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	1.033.500	Saipem Intern. BV Soci terzi	41,95 (a) 58,05	18,02	C.I.
Saipem Mediteran Usluge doo	Rijeka (Croazia)	HRK	1.500.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
Saipem Misr for Petroleum Services SAE	Port Said (Egitto)	EUR	2.000.000	Saipem Intern. BV ERS BV European M. C. BV	99,92 0,04 0,04	43,54	C.I.
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	89,41 10,59	38,93	C.I.
Saipem - Perfurações e Contruções Petroliferas Ltda (ex Saipem - Perfurações e Contruções Petroliferas America do Sul Lda)	Funchal (Portogallo)	EUR	224.459	Saipem SGPS SA	100,00	43,54	C.I.
Saipem (Portugal) Comércio Maritimo, Sociedade Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	299.278.738,240	Saipem SGPS SA	100,00	43,54	C.I.
Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS Sociedade Unipessoal SA	Funchal (Portogallo)	EUR	49.900.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(a) Quota di controllo: Saipem Intern BV 41,38
Soci terzi 58,62

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem SA (5)	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	26.488.694,960	Saipem SpA	100,00	43,54	C.I.
Saipem Services México SA De Cv	Città del Messico (Messico)	MXN	50.000	Saimexicana SA Saipem America Inc	99,99 (..)	43,54	C.I.
Saipem Services SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	61.500	Saipem Intern. BV ERS BV	99,98 0,02	43,54	C.I.
Saipem Singapore Pte Ltd (8)	Singapore (Singapore)	SGD	25.000	Saipem SA	100,00	43,54	C.I.
Saipem UK Ltd	New Malden (Regno Unito)	GBP	6.470.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
Saipem Venezuela SA	Caracas (Venezuela)	VEB	20.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,95 0,05		Co.
SAIR Construções Mecanicas de Estruturas Maritimas Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	86,00 14,00	37,45	C.I.
SAS Port de Tanger	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	37.000	Saipem SA	100,00	43,54	C.I.
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	5.000.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	60,00 40,00	26,12	C.I.
Services et Equipements Gaziers et Petroliers SA	Donges (Francia)	EUR	38.125	Saipem SA Soci terzi	99,76 0,24	43,44	C.I.
Shipping and Maritime Services Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	13.000.000	ERS BV Soci terzi	99,99 (..)		P.N.
Snamprogetti Africa (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Snamprog. Netherl. BV Snamprog. M.Serv. SA	99,00 1,00		P.N.
Snamprogetti Canada Inc	Montreal (Canada)	CAD	1.000	Snamprog. Netherl. BV	100,00	43,54	C.I.
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.151,200	Snamprog. Netherl. BV	100,00		P.N.
Snamprogetti France Sàrl (7)	Parigi (Francia)	EUR	22.867,500	Snamprog. Netherl. BV	100,00	43,54	C.I.
Snamprogetti Kazakhstan Llp (in liquidazione)	Almaty (Kazakhstan)	KZT	15.000.000	Snamprog. Netherl. BV Snamprog. M.Serv. SA	99,00 1,00		P.N.
Snamprogetti Ltd	Basingstoke (Regno Unito)	GBP	15.000.000	Snamprog. M.Serv. SA	100,00	43,54	C.I.
Snamprogetti Lummus Gas Ltd (8)	Sliema (Malta)	EUR	50.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	99,00 1,00	43,11	C.I.
Snamprogetti Management Services SA (10)	Ginevra (Svizzera)	CHF	50.000.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	99,99 0,01	43,54	C.I.
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	92.117.340	Snamprogetti SpA	100,00	43,54	C.I.
Snamprogetti Romania Srl	Bucarest (Romania)	ROL	4.075.150	Snamprog. Netherl. BV Snamprog. M.Serv. SA	99,00 1,00		P.N.
Snamprogetti Saudi Arabia Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Snamprog. M.Serv. SA Snamprog. Netherl. BV	95,00 5,00	43,54	C.I.
Snamprogetti USA Inc	Dover (USA)	USD	2.000	Snamprog. M.Serv. SA	100,00	43,54	C.I.
Société de Construction d'Oleoducs Snc	Donges (Francia)	EUR	39.000	Serv.Eq.Gaz.Petr.SA Camom SA	99,90 0,10	43,44	C.I.
Société Nouvelle Technigaz SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	228.750	Saipem SA Soci terzi	99,96 0,04	43,52	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(5) La società ha una filiale negli Emirati Arabi Uniti, Paese incluso negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(7) La società ha una filiale nell'Oman, Paese incluso negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Sofresid Engineering SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.267.142,800	Sofresid SA Soci terzi	99,99 0,01	43,54	C.I.
Sofresid SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	8.253.840	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	43,54	C.I.
Sonsub AS	Randaberg (Norvegia)	NOK	1.882.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	13.157.570	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
Sonsub Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	5.901.028	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
Star Gulf FZ Co (9)	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	500.000	Saipem SGPS SA Saipem Portugal Lda	80,00 20,00	43,54	C.I.
Sud Est Cie SA	Aix-en-Provence (Francia)	EUR	152.704	Sofresid SA Soci terzi	99,63 0,37		Co.
TBE Ltd	Damietta (Egitto)	EGP	50.000	S.N. Technigaz SA Soci terzi	70,00 30,00	30,47	C.I.
Varisal - Serviços De Consultadoria e Marketing Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela	EUR	23.519.847,160	Syndial SpA Soci terzi	99,96 0,04		P.N.
Consorzio Infoter - Informatica per il Territorio (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	10.320	Syndial SpA Sofid SpA	95,00 5,00		P.N.
Consorzio Utenti Acquedotti Industriali ed Altri Servizi di Interesse Collettivo SpA (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	1.033.000	Syndial SpA Soci terzi	87,00 13,00		P.N.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini	EUR	104.000	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.
Iniziative e Sviluppo di Attività Industriali - ISAI SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci terzi	58,70 41,30		P.N.
Insartel Srl (in liquidazione)	Cagliari	EUR	51.000	Syndial SpA	100,00		P.N.
RESCO ScpA (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	912.000	Syndial SpA Soci terzi	93,80 6,20		P.N.
Syndial SpA - Attività Diversificate	San Donato Milanese	EUR	596.698.206	Eni SpA Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Oleodotto del Reno SA (10)	Coira (Svizzera)	CHF	1.550.000	Syndial SpA	100,00		P.N.
Rheinishe Oelleitungs GmbH	Hoerbranz (Austria)	EUR	4.215.024,380	Oleodotto Reno SA	100,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Corporate e società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	EUR	4.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniServizi SpA	San Donato Milanese	EUR	13.427.419,080	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Immobiliare Est SpA	San Donato Milanese	EUR	25.820.000	Eni SpA	100,00		Co.
Padana Assicurazioni SpA	San Donato Milanese	EUR	15.600.000	Sofid SpA Eni SpA	73,25 26,75	99,72	C.I.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese	EUR	5.160.000	Sofid SpA Soci terzi	49,00 51,00	48,81	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese	EUR	27.917.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid - SpA	Roma	EUR	85.537.498,800	Eni SpA Soci terzi	99,61 0,39	99,61	C.I.
Società Finanziaria Eni SpA - Enifin	San Donato Milanese	EUR	130.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Trading BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Coordination Center SA	Bruxelles (Belgio)	USD	1.975.036.000	Eni International BV Eni Trading BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Insurance Ltd	Dublino (Irlanda)	EUR	100.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Bank Ltd (8)	Nassau (Bahamas)	USD	50.000.000	Eni SpA Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

IMPRESE COLLEGATE

Exploration & Production

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agiba Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	40,00 60,00		Co.
Al-Fayrouz Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Ashrafi Island Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Cardón IV, SA (†)	Caracas (Venezuela)	VEB	10.000.000	Eni Venezuela BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Carson Development General Partnership (†)	Torrance (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas Inc Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañia Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	VEB	100.000	Eni Venezuela BV Soci terzi	26,00 74,00		Co.
East Delta Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	37,50 62,50		Co.
El Temsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Eni Gas BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Eni Oil Co Ltd (†) (11)	Nassau (Bahamas)	USD	5.000	Eni North Africa BV Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Enirepsa Gas Ltd (†)	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	11.250.000	Eni Middle East BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Enstar Petroleum Ltd	Calgary (Canada)	CAD	0,100	Unimar Llc	100,00		
Geopromtrans Llc (†)	Mosca (Russa)	RUB	2.000.000	Eni Russia BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
InAgip doo (†)	Zagabria (Croazia)	HRK	54.000	Eni Croatia BV Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Marketing Services Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci terzi	38,00 62,00		P.N.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci terzi	32,50 67,50		Co.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci terzi	38,00 62,00		P.N.
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	KWD	250.000	Eni Middle East Ltd Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas Inc Soci terzi	32,50 67,50		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	37,50 62,50		Co.
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci terzi	30,00 70,00		Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Port Said Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	50,00 50,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(11) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo sarà soggetto a tassazione in Italia salvo l'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	22,50 77,50		Co.
Ras el Barr Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	37,50 62,50		Co.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA (†)	Tunisi (Tunisia)	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Sodeps - Société de Developpement et d'Exploitation du Permis du Sud SA	Tunisi (Tunisia)	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci terzi	49,50 50,50		Co.
Tecninco Engineering Contractors - Llp	Aksai (Kazakhstan)	KZT	10.100.000	Tecnomare SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Trans Anadolu Petrol Boru Hatti Sanayi Ve Ticaret AS (†)	Istanbul (Turchia)	TRL	50.000	Eni International BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Unimar Llc (†)	Houston (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas Inc Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
United Gas Derivatives Co	Il Cairo (Egitto)	USD	387.000.000	Eni International BV Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
Virginia Indonesia Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		
Virginia International Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		
West Ashrafi Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci terzi	50,00 50,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
ACAM Clienti SpA	La Spezia	EUR	7.106.500	Eni SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
ACAM Gas SpA	La Spezia	EUR	68.090.000	Italgas SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Azienda Energia e Servizi Torino SpA (†)	Torino	EUR	110.500.000	Italgas SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Fiorentina Gas SpA	Firenze	EUR	3.000.000	Toscana Energia SpA	100,00		
Mariconsult SpA (†)	Milano	EUR	103.300	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Arcore SpA (†)	Arcore	EUR	175.000	Italgas SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Borgomanero SpA (†)	Borgomanero	EUR	250.000	Italgas SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Casalpusterlengo SpA (†)	Casalpusterlengo	EUR	100.000	Italgas SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Sant'Angelo Lodigiano SpA (†)	Sant'Angelo Lodigiano	EUR	200.000	Italgas SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Promgas SpA (†)	Milano	EUR	516.500	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Termica Milazzo Srl	Milano	EUR	23.241.000	EniPower SpA Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Toscana Energia SpA (†)	Firenze	EUR	120.000.000	Italgas SpA Partecip. Ind. SpA Soci Terzi	27,10 21,62 51,28		P.N.
Toscana Gas SpA	Pisa	EUR	105.989.790	Toscana Energia SpA	100,00		
Transmed SpA (†)	Milano	EUR	240.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Umbria Distribuzione Gas SpA (†)	Terni	EUR	120.000	Italgas SpA Soci terzi	45,00 55,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Blue Stream Pipeline Co BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Distribuidora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	160.457.190	Inv. Gas Centro SA Eni SpA Soci terzi	51,00 31,35 17,65		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (†)	Karlsruhe (Germania)	EUR	25.000	Eni International BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE (†)	Larissa (Grecia)	EUR	78.459.200	Eni Hellas SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE (†)	Salonicco (Grecia)	EUR	307.850.000	Eni Hellas SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Gas Directo SA	Madrid (Spagna)	EUR	1.716.000	Unión Fenosa Gas SA Soci terzi	60,00 40,00		
Gasifica SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.200	Unión Fenosa Gas SA Soci terzi	90,00 10,00		
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	Stoccarda (Germania)	EUR	76.694.000	EnBW Eni Verw. mbH	100,00		
Gödöllöi Gázmérögyár Kft (in liquidazione)	Godollo (Ungheria)	HUF	57.600.000	Tigáz Zrt Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Infraestructuras de Gas SA	Madrid (Spagna)	EUR	340.000	Unión Fenosa Gas SA Soci terzi	85,00 15,00		
Inversora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	68.012.000	Eni SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Pacific Solar Pty Ltd	Sidney (Australia)	AUD	89.593.975,960	Eni Power SpA Soci terzi	22,77 77,23		P.N.
SAMCO Sagl (10)	Lugano (Svizzera)	CHF	20.000	Transmed. Pip. Co Ltd Eni International BV Soci terzi	90,00 5,00 5,00		Co.
SETGAS - Sociedade de Produção e Distribução de Gas SA	Setubal (Portogallo)	EUR	9.000.000	Eni SpA Soci terzi	21,87 78,13		P.N.
Spanish Egyptian Gas Co SAE	Damietta (Egitto)	USD	375.000.000	Unión Fenosa Gas SA Soci terzi	80,00 20,00		
Trans Austria Gasleitung GmbH (†)	Vienna (Austria)	EUR	72.672,830	Eni International BV Soci terzi	89,00 11,00		P.N.
Trans Europa Naturgas Pipeline Gesellschaft mbH & Co. KG (†)	Essen (Germania)	EUR	7.669.378,220	Eni G&P GmbH Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Trans Europa Naturgas Pipeline Verwaltungs-GmbH (†)	Essen (Germania)	EUR	25.000	Eni G&P GmbH Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Transitgas AG (†)(10)	Zurigo (Svizzera)	CHF	100.000.000	Eni International BV Soci terzi	46,00 54,00		P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd (◊)(8)	St. Helier (Channel Islands)	USD	10.310.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.340.240	Unión Fenosa Gas SA Soci terzi	99,99 (..)		
Unión Fenosa Gas Exploración y Produccion SA	Madrid (Spagna)	EUR	60.110	Unión Fenosa Gas SA	100,00		
Unión Fenosa Gas SA (†)	Madrid (Spagna)	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(◊) La società è a controllo congiunto ed è considerata controllata ai sensi dell'art. 2359, comma 1, n. 3 del codice civile.
(†) La società è a controllo congiunto.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Arezzo Gas SpA (†)	Arezzo	EUR	394.000	AgipRete SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
BT Trasporti SpA	Ariccia	EUR	1.800.000	Praoil SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
CAM Petroli Srl (†)	Pero	EUR	8.670.000	AgipFuel SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo	EUR	6.642.928,320	Praoil SpA Soci terzi	34,93 65,07		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	EUR	102.000	AgipRete SpA Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Depositi Costieri Trieste SpA (†)	Trieste	EUR	1.560.000	Praoil SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Disma SpA	Segrate	EUR	2.600.000	AgipRete SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Fox Energy SpA (†)	Pesaro	EUR	20.000.000	AgipFuel SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	Pieve di Soligo	EUR	140.400	AgipFuel SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
HUB Srl	Fiumicino	EUR	4.248.000	AgipRete SpA Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
Italoil Srl (in liquidazione)	Livorno	EUR	500.000	Praoil SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Logipetrol SpA	Parma	EUR	2.260.000	Praoil SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Omnispedia Service Srl	La Spezia	EUR	221.560	AgipRete SpA Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
PAR Srl	Roma	EUR	900.000	AgipRete SpA Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
PETRA SpA (†)	Ravenna	EUR	723.100	Praoil SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	EUR	2.068.000	Praoil SpA Soci terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA (†)	Milazzo	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
SACCNE Rete Srl	Messina	EUR	2.200.000	AgipRete SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Seastok SpA	Trieste	EUR	6.206.400	AgipRete SpA Soci terzi	33,00 67,00		P.N.
Seram SpA	Fiumicino	EUR	852.000	Eni SpA Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	EUR	103.000	Praoil SpA Soci terzi	35,00 65,00		P.N.
Unipetrol SpA	Tortona	EUR	1.500.000	Praoil SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Viscolube SpA	Pieve Fissiraga	EUR	10.200.000	AgipRete SpA Soci terzi	33,33 66,67		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
AET - Raffineriebeteiligungs-gesellschaft mbH	Schwedt (Germania)	EUR	27.000	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
Area di Servizio City Moesa SA (10)	San Vittore (Svizzera)	CHF	1.800.000	City Carburoil SA Soci terzi	58,00 42,00		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	Vohburg (Germania)	EUR	10.226.000	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH	Zirndorf (Germania)	EUR	308.300	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	24,81 75,19		P.N.
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH (†)	Buchenhain Baierbrunn (Germania)	EUR	80.000	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
City Carburoil SA (†)(10)	Rivera (Svizzera)	CHF	6.000.000	Agip Suisse SA Soci terzi	49,91 50,09		P.N.
Galp Energia SGPS SA (#)	Lisbona (Portogallo)	EUR	829.250.635	Eni Portugal Inv. SpA Soci terzi	33,34 66,66		P.N.
Gilg & Schweiger Handelsgesellschaft mbH & Co KG (†)	Pullach (Germania)	EUR	26.000	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Italsing Petroleum Co Pte Ltd (†)(8)	Singapore (Singapore)	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	TND	1.000.000	Eni International BV Soci terzi	34,00 66,00		P.N.
Oléoduc du Rhône SA (10)	Valais (Svizzera)	CHF	7.000.000	Eni International BV Oléoduc du Rhône SA Soci terzi	48,93 (a) 0,06 51,01		P.N.
Omnia Gas Sagl (10)	Rivera (Svizzera)	CHF	21.000	City Carburoil SA	100,00		
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	68.067	Eni International BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA (10)	Meyrin (Svizzera)	CHF	420.000	Agip Suisse SA Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA (†)	Jose - Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	12.086.744.845	Ecofuel SpA Soci terzi	34,51 65,49		P.N.
Super Octanos CA (†)	Jose - Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	4.240.000.000	Ecofuel SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	EUR	409.034	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.
(a) Quota di controllo: Eni International BV 48,96
Soci terzi 51,04
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Petrolchimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
ABB Estense Service SpA	Ferrara	EUR	196.078	Polimeri Europa SpA Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Priolo Servizi Scarl	Melilli	EUR	10.000	Polimeri Europa SpA Syndial SpA Soci terzi	35,70 5,00 59,30		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

Ingegneria e Costruzioni

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
ASG Scarl (Δ)	San Donato Milanese	EUR	50.864	Snamprogetti SpA Soci terzi	55,41 44,59		P.N.
Bormida 2005 Scarl	Cesena	EUR	10.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	45,00 55,00		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due (Δ)	San Donato Milanese	EUR	51.645,690	Snamprogetti SpA Saipem SpA Soci terzi	40,00 12,00 48,00		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno (Δ)	San Donato Milanese	EUR	51.645,690	Snamprogetti SpA Saipem SpA Soci terzi	50,10 0,26 49,64		P.N.
Consorzio Controlli Integrati in Agricoltura (in liquidazione)	Roma	EUR	51.645,690	Snamprogetti SpA Soci terzi	22,50 77,50		P.N.
Consorzio Snamprogetti Abb Lg Chemicals (Δ)	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Consorzio U.S.G. (in liquidazione)	Parma	EUR	25.823	Saipem SpA Soci terzi	40,00 60,00		Co.
ITA - Consorzio Italiano per il Telerilevamento dell'Ambiente e dell'Agricoltura	Roma	EUR	12.394,950	Snamprogetti SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Modena Scarl (Δ)	San Donato Milanese	EUR	400.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	59,33 40,67		P.N.
Rodano Consortile Scarl (Δ)	San Donato Milanese	EUR	250.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	53,57 46,43		P.N.
Rosbos Scrl (†) (in liquidazione)	Ravenna	EUR	10.400	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Rosfin Srl	Ravenna	EUR	9.649.200	Saipem SA Soci terzi	33,33 66,67		Co.
SP - TKP Fertilizer Srl (†)	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
TSKJ Italia Srl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(Δ) L'impresa è a controllo congiunto.
(†) La società è a controllo congiunto.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Africa Oil Services SA	Guyancourt (Francia)	EUR	37.500	Serv.Eq.Gaz.Petr. SA Soci terzi	44,88 55,12		P.N.
Ateliers Ferroviaires d'Artix SAS	Artix (Francia)	EUR	80.000	Camom SA Soci terzi	49,48 50,52		Co.
Barber Moss Ship Management AS (†)	Lysaker (Norvegia)	NOK	1.000.000	Moss Maritime AS Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
BOS Shelf Ltd Society (†)	Baku (Azerbaijan)	AZM	10.000.000	Star Gulf Free Z. Co Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Charville - Consultores e Serviços, Lda (†)	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
CMS&A Wll (†)	Doha (Qatar)	QAR	500.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Dalia Floater Angola Snc (†)	Parigi (Francia)	EUR		Entreprise N. M. SA Soci terzi	27,50 72,50		P.N.
Doris Engineering SA	Parigi (Francia)	EUR	3.571.440	Sofresid SA Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	Caracas (Venezuela)	VEB	9.667.827.216	Snamprog. Netherl. BV Fertiliz.N.Orien.SA Soci terzi	20,00 (..) 79,99		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA	Caracas (Venezuela)	VEB	286.549	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
FPSO Firenze Produção de Petròleo Lda (†)	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd (†)	Lagos (Nigeria)	NGN	15.000.000	FPSO Mystras Lda	100,00		
FPSO Mystras - Produção de Petròleo Lda (†)	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Gaztransport et Technigaz SAS	S. Remy Les Chevreuse (Francia)	EUR	370.288	S.N. Technigaz SA Saipem SA Soci terzi	22,22 7,78 70,00		P.N.
Guangdong Contractor Snc (†)	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Entreprise N. M. SA Soci terzi	60,00 40,00		P.N.
Haldor Topsøe AS (†)	Lyngby (Danimarca)	DKK	55.000.000	Snamprog. M.Serv. SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Haldor Topsøe Inc	Houston (USA)	USD	5.000.000	Haldor Topsøe AS	100,00		
Haldor Topsøe International AS	Lyngby (Danimarca)	DKK	500.000	Haldor Topsøe AS	100,00		
Kwanda Suporto Logistico Lda (10)	Luanda (Angola)	AOA	25.510.204	Delong H-ECMP Lda Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Lipardiz - Construção de Estruturas Maritimas Lda (†)	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
LNG - Serviços e Gestao de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Mangrove Gas Netherlands BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	2.000.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Moss Mosvold II Management Lda (†)	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Offshore Design Engineering Ltd (†)	Londra (Regno Unito)	GBP	100.000	Saipem SA Doris Engineering SA	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
OOO Moss Krylov Maritime (†)	San Pietroburgo (Russia)	RUB	98.000	Moss Maritime AS Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
PMS - Petrochemicals Maintenance Service GmbH	Leuna (Germania)	EUR	200.000	Camom GmbH Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
RPCO Enterprises Ltd (†)(4)	Nicosia (Cipro)	CYP	10.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Saibos Akogep Snc (†)	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Saipem SA Soci terzi	70,00 30,00		P.N.
Saipar Drilling Co BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Aban Drilling Co Private Ltd (†)	Chennai (India)	INR	50.000.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Kharafi National MMO Fzco (†)(8)	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	600.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Triune Engineering Private Ltd (†)	New Delhi (India)	INR	200.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Servicios de Construcciónes Caucedo SA (†)	Santo Domingo (Rep. Dominicana)	DOP	100.000	Saipem SA Soci terzi	49,70 50,30		P.N.
Snc Saipem-Bouygues TP (†)(9)	Monaco (Principato di Monaco)	EUR	10.000	Saipem SA Soci terzi	70,00 30,00		P.N.
Société Algérienne de Construction Industrielle et Pétrolière	Algeri (Algeria)	DZD	5.000.000	Saipem SpA Soci terzi	49,00 51,00		Co.
Société Mixte Kazakhoil Bouygues Offshore Sarl (†)	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée (†)	Anjra (Marocco)	EUR	33.000	SAS Port de Tanger Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
Southern Gas Constructors Ltd (†)	Lagos (Nigeria)	NGN	10.000.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
SPF - TKP Omifpro Snc (†)	Parigi (Francia)	EUR	50.000	Snamprog. F. Sàrl Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Starstroi Llc (†)	Krasnodar (Russia)	RUB	7.699.490	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Starstroi-Security Llc	Krasnodar (Russia)	RUB	300.000	Starstroi Llc	100,00		
STTS Snc (†)	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem SA S.N.Technigaz SA Soci terzi	57,00 3,00 40,00		P.N.
Subcontinent Ammonia Investment Co ApS	Lyngby (Danimarca)	DKK	1.000.000	Haldor Topsøe AS	100,00		
Tchad Cameroon Maintenance BV	Schiedam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Saipem SA Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
T.C.P.I. Angola Tecnoprojecto Internacional SA (10)	Luanda (Angola)	AOA	9.000.000	Petromar Lda Soci terzi	35,00 65,00		P.N.
Technip-Zachry-Saipem Lng Lp (†)	Houston (USA)	USD	5.000	TZS Llc (NV) TZS Llc (TX)	99,00 1,00		
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA	Linda-A-Velha Concelho De Oeiras (Portogallo)	EUR	700.000	Saipem SA Soci terzi	42,50 57,50		P.N.
Topsøe Fuel Cell AS	Kongens Lyngby (Danimarca)	DKK	15.000.000	Haldor Topsøe AS	100,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
TSKJ - US Llc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Snamprogetti Usa Inc Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
TSS Dalia Snc (†)	Courbevoie (Francia)	EUR		Saipem SA Soci terzi	27,50 72,50		P.N.
TZS, Llc (NV) (†)	Reno (USA)	USD	10.000	Saipem America Inc Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
TZS, Llc (TX) (†)	San Antonio (USA)	USD	5.000	Saipem America Inc Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Upstream Constructors International Fzco (†)(8)	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	600.000	Saibos Con. Mar. Lda Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
ZAO Haldor Topsøe	Mosca (Russia)	RUB	3.500.000	Haldor Topsøe AS	100,00		
02 Pearl Snc (†)	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Cengio Sviluppo ScpA	Genova	EUR	100.000	Syndial SpA Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Consorzio Cosmes (in liquidazione)	Cittadella della Ricerca	EUR	51.645,690	Syndial SpA Soci terzi	48,50 51,50		Co.
Consorzio Gas Scanno	Giulianova	EUR	10.845,600	Syndial SpA Soci terzi	33,33 66,67		Co.
Consorzio Industriale Nazionale Superconduttori CINS (in liquidazione)	Roma	EUR	51.645,700	Syndial SpA Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Consorzio Palazzo Ducale (in liquidazione)	Genova	EUR	1.549.370,700	Syndial SpA Soci terzi	32,00 68,00		Co.
Consorzio Prometeo (in liquidazione)	Roma	EUR	154.500	Syndial SpA Soci terzi	26,60 73,40		Co.
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FILTENI SpA (in liquidazione)	Ferrandina	EUR	4.644.000	Syndial SpA Soci terzi	59,55 (a) 40,45		Co.
IFM Ferrara Scarl	Ferrara	EUR	5.270.000	Polimeri Europa SpA Syndial SpA S.E.F. Srl Soci terzi	18,67 11,58 10,70 59,05		P.N.
Manfredonia Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Foggia	EUR	255.000	Syndial SpA Soci terzi	32,26 67,74		Co.
Ottana Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Nuoro	EUR	516.000	Syndial SpA Soci terzi	30,00 70,00		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Venezia	EUR	8.751.500	Syndial SpA Polimeri Europa SpA Soci terzi	29,57 28,63 41,80		P.N.
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl	Venezia	EUR	12.411.876	Syndial SpA Eni SpA Soci terzi	18,35 2,82 78,83		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(a) Quota di controllo: Syndial 48,00
Soci terzi 52,00

Corporate e società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Venezia Tecnologie SpA	Venezia	EUR	150.000	Eni SpA Soci terzi	33,33 66,67		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Thetis - Polo delle tecnologie del Mare (in liquidazione)	Venezia	EUR	74.886,048	Tecnomare SpA Soci terzi	20,00 80,00

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	VEB	100.000	Eni Venezuela BV Soci terzi	19,50 80,50
Bonny Gas Transport Ltd	Hamilton (Bermuda)	USD	1.000.000	Nigeria LNG ltd Eni Int. NA NV Sàrl Soci terzi	99,99 (..) (..)
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci terzi	17,00 83,00
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth Western (Australia)	AUD	1.777.529.998	LNG Australia BV Soci terzi	12,04 87,96
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas Inc Soci terzi	17,50 82,50
Nigeria LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci terzi	10,40 89,60
Norsea Pipeline Ltd	Woking Surrey (Regno Unito)	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci terzi	10,32 89,68
Point Fortin LNG Exports Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	USD	10.000	Eni T&T Ltd Soci terzi	17,31 82,69
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	12,50 87,50

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Agenzia Napoletana per l'Energia e per l'Ambiente	Napoli	EUR	472.558,060	Napoletana Gas SpA Soci terzi	11,48 88,52
Insula SpA	Venezia	EUR	2.064.000	Italgas SpA Soci terzi	12,00 88,00
Pubblitecnica SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	836.500	Italgas SpA Soci terzi	13,29 86,71

ALL'ESTERO

Lusitaniagas - Companhia di Gas do Centro SA	Aveiro (Portogallo)	EUR	20.500.000	Eni SpA Soci terzi	10,59 89,41
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	EUR	1.533.875,640	Eni G&P GmbH Soci terzi	13,04 86,96

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio dei Servizi dell'Interporto di Parma	Bianconese Fontevivo	EUR	251.935	Ce. P.I.M. SpA Eni SpA Soci terzi	23,60 0,70 75,70
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA (*)	Roma	EUR	360.000.000	Eni SpA Soci terzi	72,48 27,52

ALL'ESTERO

BFS Berlin Fuelling Services GbR	Berlino (Germania)	EUR	478.614	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	12,50 87,50
Ceska Rafinerska AS	Litvinov (Repubblica Ceca)	CZK	9.348.240.000	Eni International BV Soci terzi	16,33 83,67
Compania de Economia Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	USD	1.021.532,520	Agip Ecuador SA Soci terzi	13,31 86,69
Dépot Pétrolier de Fos SA	Fos sur Mer (Francia)	EUR	3.954.489	Agip France Sarl Soci terzi	16,81 83,19
GIE Groupement Pétrolier de la Côte d'Azur Ltd	Puteaux (Francia)	EUR	7.500	Agip France Sarl Soci terzi	18,00 82,00
G.I.P. Groupement Immobiler Petrolier	Tremblay Les Gonesse (Francia)	EUR	12.800	Agip France Sarl Soci terzi	12,50 87,50
Hydranten-Betriebs-Gesellschaft, Flughafen Frankfurt/Main GbR	Francoforte sul Meno (Germania)	EUR	29.338.156	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	11,11 88,89
Lobee JV (in liquidazione)	Addis Abeba (Etiopia)	ETB	13.672.000	Eni International BV Soci terzi	12,25 87,75
Tanklager - GesellschaftTegel (TGT) Gesellschaftbuergerlichen Rechts	Berlino (Germania)	EUR	959.332	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	12,50 87,50
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	USD	4.298.000	Eni International BV Soci terzi	11,98 88,02
Turbo Fuel Service Berlin GbR	Amburgo (Germania)	EUR	843.080	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	12,50 87,50

(*) La società è sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della legge n. 95 del 3 aprile 1979.

Ingegneria e Costruzioni

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio Acquedotto Albania-Italia	Roma	EUR	619.743	Snamprogetti SpA Soci terzi	18,08 81,92

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio Venezia Ricerche	Venezia	EUR	453.238	Syndial SpA Soci terzi	14,88 85,12
Società per la Promozione Industriale del Nord Sardegna cpA	Sassari	EUR	516.000	Syndial SpA Soci terzi	15,00 85,00

Corporate e società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio per l'Innovazione nella Gestione delle Imprese e della Pubblica Amministrazione	Milano	EUR	150.000	Eni Corporate U. SpA Soci terzi	10,67 89,33

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATESI NELL'ESERCIZIO

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N.18)

Banque Eni SA	Bruxelles	Corporate e Società Finanziarie	Costituzione
CENMC Canada Inc	Montreal	Ingegneria e Costruzioni	Rilevanza
Eni India Ltd	Londra	Exploration & Production	Rilevanza
Eni Insurance Ltd	Dublino	Corporate e Società Finanziarie	Costituzione
Eni International Resources Ltd	Londra	Corporate e Società Finanziarie	Rilevanza
Eni Trinidad and Tobago Exploration BV	Port of Spain	Exploration & Production	Rilevanza
Eni USA Gas Marketing Llc	Wilmington	Exploration & Production	Rilevanza
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Rilevanza
North Caspian Service Co	Almaty	Ingegneria e Costruzioni	Acquisizione
OOO "EniNeftegaz"	Mosca	Exploration & Production	Rilevanza
Saipem Logistics Services Ltd	Lagos	Ingegneria e Costruzioni	Rilevanza
Saipem Misr for Petroleum Services SAE	Port Said	Ingegneria e Costruzioni	Costituzione
Saipem Projects SpA	San Donato Milanese	Ingegneria e Costruzioni	Costituzione
Siciliana Gas Clienti SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Costituzione
Siciliana Gas SpA	Palermo	Gas & Power	Acquisizione del Controllo
Siciliana Gas Vendite SpA	Palermo	Gas & Power	Acquisizione del Controllo
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	San Donato Milanese	Exploration & Production	Costituzione
Toscana Energia Clienti SpA	Pistoia	Gas & Power	Acquisizione del Controllo

IMPRESE ESCLUSE (N.20)

Agip Lubricants (Pty) Ltd	Woodmead	Refining & Marketing	Cessione
BOS Italia Srl (in liquidazione)	Milano	Ingegneria e Costruzioni	Liquidazione
Consorzio Saipem Energy International - Tecnomare (in liquidazione)	San Giuliano Milanese	Ingegneria e Costruzioni	Cancellazione
Eni Energy BV	Amsterdam	Exploration & Production	Cessione
Eni Gas Trading Europe BV (in liquidazione)	Amsterdam	Gas & Power	Cancellazione
Eni Guibsen Exploration BV (in liquidazione)	Amsterdam	Exploration & Production	Cancellazione
Eni MEP Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Irrilevanza
Eni Petroleum Exploration Co Inc	Wilmington	Exploration & Production	Fusione
EniPower Trading SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Fusione
EniTecnologie SpA	San Donato Milanese	Finanziario Italia	Fusione
Fiorentina Gas Clienti SpA	Firenze	Gas & Power	Fusione
Fiorentina Gas SpA	Firenze	Gas & Power	Cessione
Intermode Trasporti Logistica Integrata SpA	Genova	Refining & Marketing	Fusione
Polimeri Europa America Inc	Wilmington	Petrolchimica	Irrilevanza
Polimeri Europa Elastomères France SA (in liquidazione)	Champagnier	Petrolchimica	Liquidazione
Pt Sofresid Engineering	Jakarta	Ingegneria e Costruzioni	Fusione
S.A.R.C.I.S. - Società Azionaria Ricerche Coltivazione Idrocarburi Sicilia SpA	Gela	Exploration & Production	Fusione
Saibos Sas (in liquidazione)	Montigny le Bretonneux	Ingegneria e Costruzioni	Cancellazione
SB Construction and Maritime Services BV (in liquidazione)	Amsterdam	Ingegneria e Costruzioni	Cancellazione
Sofid Sim - Società di Intermediazione Mobiliare SpA	Roma	Finanziario Italia	Cessione

Allegato alle Note del bilancio di esercizio

NOTIZIE SULLE IMPRESE CONTROLLATE, COLLEGATE E A CONTROLLO CONGIUNTO A PARTECIPAZIONE DIRETTA DI ENI SpA

■ Imprese controllate al 31 dicembre 2006

Acqua Campania SpA - Napoli
L'Assemblea dell'11 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 7.601.447 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 7.425.000 euro, pari a 1,50 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 176.447 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 757.350 euro in data 8 settembre 2006.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 504.900 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 10,2% del capitale sociale di 4.950.000 euro.

Adriaplin doo - Lubiana (Slovenia)
L'Assemblea del 12 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 174.997.299 talleri sloveni e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire ai soci un dividendo di 23.952.100 talleri sloveni, portando a nuovo l'utile residuo di 142.295.335 talleri sloveni. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 12.215.571 talleri sloveni in data 27 dicembre 2006.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di 1.583.550.000 talleri sloveni, pari al 51% del capitale sociale di 3.105.000.000 talleri sloveni.

Afi Hotels Ltd (in liquidazione) - Londra (Regno Unito)
Il bilancio intermedio di liquidazione al 30 settembre 2006 sottoposto all'Assemblea del 10 novembre 2006 chiude con la perdita di 43.900 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di 516,46 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.032.920 euro.

Agenzia Giornalistica Italia SpA - Roma
L'Assemblea del 13 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con la perdita di 4.901.487 euro e ne ha deliberato la copertura mediante la riduzione integrale del capitale sociale di 4.080.000 euro, l'utilizzo di utili portati a nuovo di 714.407 euro e della riserva legale di 63.408 euro e il versamento di 43.672 euro a copertura della perdita residua.
L'Assemblea ha altresì deliberato la contestuale ricostituzione del capitale di 4.000.000 euro mediante emissione di n. 4.000.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro. In pari data Eni ha sottoscritto n. 4.000.000 azioni del valore nominale di 1 euro e ha versato a completa liberazione delle stesse la somma di 4.000.000 di euro e a copertura della perdita eccedente 43.672 euro.
L'Assemblea del 28 settembre 2006 ha approvato il bilancio al 30 giugno 2006 che chiude con la perdita di 4.478.471 euro e ne ha deliberato la copertura mediante la riduzione integrale del capitale sociale di 4.000.000 euro, l'utilizzo della "Riserva prima applicazione *IFRS*" di 369.233 euro e il versamento di 109.238 euro a copertura della perdita residua.
L'Assemblea ha deliberato altresì la contestuale ricostituzione del capitale di 4.000.000 euro mediante emissione di n. 4.000.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro. In pari data Eni ha sottoscritto n. 4.000.000 azioni del valore nominale di 1 euro e ha versato, a completa liberazione delle stesse, la somma di 4.000.000 di euro e a copertura della perdita eccedente 109.238 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è variata da n. 8.000.000 di azioni del valore nominale di 0,51 euro a n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 4.000.000 di euro.

AgipFuel SpA - Roma
L'Assemblea del 28 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 17.111.469 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva disponibile, di distribuire agli azionisti un dividendo di 17.108.448 euro, pari a 47,04 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 15 maggio 2006.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 363.700 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 100% del capitale sociale di 3.637.000 euro.

AgipRete SpA - Roma
L'Assemblea del 28 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con la perdita di 2.067.738 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 15.480.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 15.480.000 euro.

Consorzio SET Sviluppo Elettrico Trecate (in liquidazione) - San Martino Trecate
L'Assemblea del 28 febbraio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con la perdita di 2.383.046 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo. In pari data, l'Assemblea ha deliberato all'unanimità lo scioglimento del consorzio e ha provveduto alla nomina dei liquidatori. L'iscrizione di tale delibera nel Registro delle Imprese è avvenuta in data 29 marzo 2006.
La partecipazione nel consorzio rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 5.500 quote del valore nominale di 516,45 euro, pari al 50% del fondo consortile di 5.680.950 euro.

Distribuidora de Gas Cuyana SA - Buenos Aires (Argentina)
L'Assemblea del 7 marzo 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 20.382.175 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 25.293.912 pesos argentini, pari a 0,125 pesos argentini per azione, utilizzando allo scopo parte degli utili portati a nuovo. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 1.730.104 pesos argentini nel periodo aprile-settembre 2006.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 13.840.828 azioni del valore nominale di 1 peso argentino, pari al 6,84% del capitale sociale di 202.351.288 pesos argentini.

Ecofuel SpA - Milano
L'Assemblea del 27 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 60.887.483 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 69.000.000 euro, pari a 0,69 euro per azione, utilizzando allo scopo riserve disponibili. Eni ha incassato il dividendo in data 15 maggio 2006.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 100.000.000 di azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 100% del capitale sociale di 52.000.000 di euro.

Energy Maintenance Services SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 20 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 6.987.880 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.
In data 29 giugno 2006 Eni ha ceduto l'intera partecipazione posseduta, costituita da n. 4.510.107 azioni, rappresentative del 49,99999% del capitale sociale della società alla Saipem SpA per il corrispettivo di 13.750.000 euro.

Eni Corporate University SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 19 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 1.023.405 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 960.000 euro, pari a 0,24 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 12.235 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 8 maggio 2006.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 0,84 euro, pari al 100% del capitale sociale di 3.360.000 euro.

Eni East Africa SpA - San Donato Milanese
In data 18 gennaio 2006 è stata costituita la società Eni East Africa SpA, con un capitale sociale di 120.000 euro, rappresentato da n. 120.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro. La società ha per oggetto sociale l'esplorazione, la ricerca e la coltivazione di giacimenti di idrocarburi liquidi e gassosi, nonché l'acquisto e la cessione dei relativi permessi e concessioni. Eni ha versato la somma di 120.000 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 100% del capitale sociale.
L'Assemblea del 19 dicembre 2006 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 settembre 2006 che chiude con la perdita di 50.004 euro e ha deliberato di coprire la perdita mediante riduzione del capitale sociale di pari importo. L'Assemblea ha deliberato altresì la ricostituzione del capitale a 120.000 euro mediante emissione di n. 50.004 azioni del valore nominale di 1 euro. La stessa Assemblea ha inoltre deliberato l'aumento del capitale sociale di 80.000 euro mediante emissione di n. 80.000 azioni del valore nominale di 1 euro.

In pari data Eni ha sottoscritto n. 130.004 azioni del valore nominale di 1 euro e ha versato a totale liberazione delle stesse, la somma di 130.004 euro.
La partecipazione nella società è costituita al 31 dicembre 2006 da n. 200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 200.000 euro.

Enifin - Società Finanziaria Eni SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 28 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 64.085.139 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 60.840.000 euro, pari a 46,80 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 40.882 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 15 maggio 2006.
Il Consiglio di Amministrazione della società nell'adunanza dell'11 maggio 2006 e il Consiglio di Amministrazione di Eni nell'adunanza dell'11 maggio 2006 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione dell'Enifin SpA nell'Eni.
Il Consiglio di Amministrazione della società e dell'Eni in data 21 giugno 2006 hanno approvato la fusione per incorporazione di Enifin SpA in Eni, con effetto dal primo giorno del mese successivo la data di esecuzione delle iscrizioni dell'atto di fusione.
L'atto di fusione è stato stipulato in data 13 dicembre 2006 e l'ultima delle iscrizioni dell'atto è stata effettuata in data 2 gennaio 2007, pertanto le operazioni della società incorporanda saranno imputate al bilancio di Eni, anche ai fini fiscali, con decorrenza 1 gennaio 2007.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 1.300.000 azioni del valore nominale di 100 euro, pari al 100% del capitale sociale di 130.000.000 di euro.

Eni Gas & Power Deutschland SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 19 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 6.738.737 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 6.401.800 euro, pari a 1,15478 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 4 maggio 2006.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 5.543.728 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 5.543.728 euro.

Eni Hellas SpA (ex Italgas Hellas SpA) - San Donato Milanese
L'Assemblea del 19 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 13.830 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 13.138 euro, pari a 0,000088175034 euro per azione. L'Assemblea ha deliberato altresì la modifica della denominazione sociale da Italgas Hellas SpA ad Eni Hellas SpA e il trasferimento della sede legale da Torino a San Donato Milanese. Eni ha incassato il dividendo in data 4 maggio 2006.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 149.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 149.000.000 di euro.

Eni Insurance Ltd – Dublino - (Irlanda)
In data 29 giugno 2006 è stata costituita la società Eni Insurance Limited, con un capitale sociale di 100.000.000 di euro rappresentato da n. 100.000.000 di quote del valore nominale di 1 euro. La società ha per oggetto sociale l'esercizio delle assicurazioni dei rischi industriali del gruppo nelle loro varie forme e combinazioni. In pari data, Eni ha versato la somma di 100.000.000 di euro, pari al 100% del capitale sociale.
La partecipazione nella società è costituita al 31 dicembre 2006 da n. 100.000.000 quote del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 100.000.000 di euro.

Eni International Bank Ltd - Nassau (Bahamas)
L'Assemblea del 20 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 4.483.139 dollari USA e ha deliberato di distribuire un dividendo di 4.400.000 dollari USA, portando a nuovo l'utile residuo di 83.139 dollari USA. Eni ha incassato il dividendo in data 22 maggio 2006.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 499.990 azioni del valore nominale di 100 dollari USA, pari al 99,9980% del capitale sociale di 50.000.000 di dollari USA.

Eni International BV - Amsterdam (Paesi Bassi)
L'Assemblea del 18 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 5.272.781.000 dollari USA e ha deliberato di distribuire, in una o più *tranche*, un dividendo di 3.700.000.000 dollari USA, portando a nuovo l'utile residuo di 1.572.781.000 dollari USA. Eni ha incassato il dividendo di 3.700.000.000 dollari USA nel periodo maggio-novembre 2006.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 128.336.685 azioni del valore nominale di 5 euro, pari al 100% del capitale sociale di 641.683.425 euro.

Eni International Resources Ltd - Londra (Regno Unito)
L'Assemblea del 16 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 33.948 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 49.999 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 99,99800% del capitale sociale di 50.000 lire sterline.

Eni Investments Plc - Londra (Regno Unito)
L'Assemblea del 16 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 52.870.000 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
In data 30 novembre 2006, l'Assemblea ha deliberato la riduzione del capitale sociale da eseguirsi mediante annullamento di n. 2.000.000.000 di azioni del valore nominale di 1 lira sterlina destinando la riduzione a copertura delle perdite pregresse per 455.066.932,73 lire sterline e a riserva disponibile per 1.544.933.067,27 lire sterline.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è variata da n. 2.750.050.000 azioni, pari al 99,99999% del capitale sociale a n. 750.049.999 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 99,99999% del capitale sociale di 750.050.000 lire sterline.

Eni Medio Oriente SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 21 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con la perdita di 79.463 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 824.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 824.000 euro.

Eni Mediterranea Idrocarburi SpA - Gela
L'Assemblea del 21 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 47.669.200 euro e ha deliberato, previa copertura delle perdite di esercizi precedenti e l'accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 46.020.000 euro, pari a 8,85 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 539.273 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 24 maggio 2006.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 5.200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 5.200.000 euro.

Eni Petroleum Co Inc - Wilmington (USA)
L'Assemblea del 12 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 154.178.000 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
Il Consiglio di Amministrazione della società e di Eni Petroleum Exploration Co Inc in data 16 febbraio 2006 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione di Eni Petroleum Exploration Co Inc in Eni Petroleum Co. Inc.
L'Assemblea della società e di Eni Petroleum Exploration Co. Inc in data 28 febbraio 2006 hanno approvato la fusione.
Per effetto della fusione, la società ha aumentato il capitale sociale da 100.000.000 di dollari USA a 156.600.000 di dollari USA mediante aumento del numero di azioni da n. 2.000 a 3.132 azioni del valore nominale di 50.000 dollari USA. In relazione alla fusione, Eni International BV ha ricevuto n. 1.132 azioni della società del valore nominale di 50.000 euro.
A seguito della fusione, la percentuale di partecipazione di Eni, ferme restando le 2.000 azioni del valore nominale di 50.000 dollari USA possedute, passa dal 100% del 31 dicembre 2005 al 63,86% del capitale sociale di 156.600.000 dollari USA.

Eni Portugal Investment SpA - Roma
L'Assemblea del 15 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 352.537.426 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, alla riserva ex art. 6 del D. Lgs. n. 38/2005 comma 2 e alla riserva disponibi-

le, di distribuire agli azionisti un dividendo di 112.434.000 euro in ragione di 350 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 8 giugno 2006.
Il Consiglio di Amministrazione della società nell'adunanza del 13 aprile 2006 e il Consiglio di Amministrazione di Eni nell'adunanza del 21 giugno 2006 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione di Eni Portugal Investment SpA in Eni SpA.
L'Assemblea della società nell'adunanza del 28 aprile 2006 ha deliberato la fusione per incorporazione della società in Eni.
L'atto di fusione è stato stipulato in data 13 dicembre 2006 e l'ultima delle iscrizioni dell'atto è stata effettuata in data 2 gennaio 2007, pertanto le operazioni della società saranno imputate al bilancio in Eni, anche ai fini fiscali, con decorrenza 1° gennaio 2007.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 1.300.000 azioni del valore nominale di 100 euro, pari al 100% del capitale sociale di 130.000.000 euro.

EniPower SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 27 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 24.059.336 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 37.797.914 euro, pari a 0,04 euro per azione, utilizzando allo scopo la riserva facoltativa per 12.021.310 euro e parte della riserva da sovrapprezzo azioni per 2.920.235 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 19 maggio 2006.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 944.947.849 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 944.947.849 euro.

EniTecnologie SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 3 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 887.772 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 858.360 euro, pari a 30 euro per azione, utilizzando allo scopo riserve disponibili di 14.977 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 18 aprile 2006.
L'Assemblea del 3 aprile 2006 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 28.612.000 euro a 35.113.000 euro mediante emissione di n. 6.501 azioni del valore nominale di 1.000 euro ciascuna, con sovrapprezzo di 37,25 euro ciascuna, riservato alla Polimeri Europa SpA, da liberarsi mediante conferimento in natura.
Questa operazione ha altresì comportato la costituzione di una riserva da conferimento di 837,75 euro, pari alla differenza tra il valore del ramo conferito e l'importo dell'aumento del capitale e del sovraprezzo azionario. In esecuzione della suddetta delibera, in data 26 aprile 2006 la Polimeri Europa SpA ha sottoscritto l'aumento del capitale sociale mediante la stipula dell'atto di conferimento del ramo d'azienda Centro di Ricerche di Novara "Istituto Guido Donegani".
In data 11 maggio 2006, Eni ha acquisito dalla Polimeri Europa SpA n. 6.501 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 18,51% del capitale sociale, al prezzo di 6.744.000 euro, pari a 1.037,38 euro per azione.
Il Consiglio di Amministrazione della società nell'adunanza del 3 aprile 2006, l'Assemblea della società nell'adunanza del 28 aprile 2006 e il Consiglio di Amministrazione di Eni nell'adunanza dell'11 maggio 2006 hanno deliberato la fusione per incorporazione di EniTecnologie SpA in Eni SpA. Con atto di fusione stipulato in data 17 luglio 2006, la società è stata incorporata da Eni SpA con efficacia giuridica 1° agosto 2006 e con retrodatazione degli effetti contabili e fiscali dal 1° gennaio 2006.

Eni Timor Leste SpA - San Donato Milanese
In data 14 giugno 2006 è stata costituita la società Eni Timor Leste SpA, con un capitale sociale di 120.000 euro rappresentato da n. 120.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro. La società ha per oggetto sociale l'esplorazione, la ricerca e la coltivazione di giacimenti di idrocarburi liquidi e gassosi, nonché l'acquisto e la cessione dei relativi permessi e concessioni. Eni ha versato la somma di 120.000 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 100% del capitale sociale.
L'Assemblea del 19 dicembre 2006 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 settembre 2006 che chiude con la perdita di 19.610 euro e ha deliberato di coprire la perdita mediante riduzione del capitale sociale di pari importo. L'Assemblea ha deliberato altresì la ricostituzione del capitale a 120.000 euro mediante emissione di n. 19.610 azioni del valore nominale di 1 euro.
La stessa Assemblea ha inoltre deliberato l'aumento del capitale sociale di 80.000 euro mediante emissione di n. 80.000 azioni del valore nominale di 1 euro.
In pari data Eni ha sottoscritto n. 99.610 azioni del valore nominale di 1 euro e ha versato a totale liberazione delle stesse, la somma di 99.610 euro.
La partecipazione nella società è costituita al 31 dicembre 2006 da n. 200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 200.000 euro.

EniServizi SpA (ex - Sieco SpA) - San Donato Milanese
L'Assemblea del 21 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 1.436.576 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva utili netti su cambi ai sensi dell'art. 2426, comma 8 bis del codice civile, di distribuire un dividendo di 1.301.107 euro, pari a 0,50 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 36.166 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 5 maggio 2006.
L'Assemblea ha altresì deliberato la modifica della denominazione sociale da Sieco SpA a EniServizi SpA.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 2.602.213 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 13.427.419,080 euro.

Fiorentina Gas Clienti SpA - Firenze
L'Assemblea del 20 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 6.824.472 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 5.000.000 di euro, pari a 0,83333 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 1.483.248 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 13 giugno 2006.
Il Consiglio di Amministrazione della società nell'adunanza del 6 giugno 2006 e il Consiglio di Amministrazione della Toscana Gas Clienti SpA nell'adunanza del 5 giugno 2006 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione della Fiorentina Gas Clienti SpA nella Toscana Gas Clienti SpA.
L'Assemblea della società e della Toscana Gas Clienti SpA in data 28 giugno 2006 hanno deliberato la fusione per incorporazione della Fiorentina Gas Clienti SpA nella Toscana Gas Clienti SpA.
Con atto di fusione stipulato in data 29 settembre 2006, la società è stata incorporata dalla Toscana Gas Clienti SpA con efficacia giuridica 6 ottobre 2006 e con retrodatazione degli effetti contabili e fiscali 1° gennaio 2006.

Hotel Assets Ltd - Londra (Regno Unito)
Il Consiglio di Amministrazione del 24 marzo 2006 ha approvato il bilancio al 30 settembre 2005 che chiude con l'utile di 98.165 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 44.005.000 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 100% del capitale sociale di 44.005.000 lire sterline.

Ieoc SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 21 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 3.699 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 25.000 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 100% del capitale sociale di 25.000.000 euro.

Immobiliare Est SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 10 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con la perdita di 253.580 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 500.000 azioni del valore nominale di 51,64 euro, pari al 100% del capitale sociale di 25.820.000 euro.

Inversora de Gas Cuyana SA - Buenos Aires (Argentina)
L'Assemblea del 7 marzo 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 10.214.902 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 12.662.532 pesos argentini, pari a 2,11 pesos argentini per azione, utilizzando allo scopo parte degli utili portati a nuovo. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 9.623.524 pesos argentini nel periodo aprile-settembre 2006.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 4.560.912 azioni del valore nominale di 10 pesos argentini, pari al 76% del capitale sociale di 60.012.000 pesos argentini.

Italiana Petroli SpA - Genova
In data 2 agosto 2006 Eni ha incassato 5.211.871 euro a titolo di conguaglio prezzo, incluso interessi, da api-anonima petroli italiana SpA a fronte della cessione di n. 51.071.053 azioni, rappresentative del 100% del capitale sociale della Italiana Petroli SpA (IP), avvenuta in data 6 settembre 2005 per il corrispettivo di 190.000.000 euro.

LNG Shipping SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 13 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 44.417.612 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 240.900.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 240.900.000 euro.

Padana Assicurazioni SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 21 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 36.106.806 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 8.025.000 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 26,75% del capitale sociale di 15.600.000 euro.

Polimeri Europa SpA - Brindisi

L'Assemblea del 28 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 113.314.725 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di imputare l'utile residuo di 107.648.989 euro a parziale copertura delle perdite degli esercizi precedenti.

L'Assemblea del 19 giugno 2006 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 1.465.000.000 euro a 1.478.400.000 euro mediante emissione di n. 13.400.000 azioni del valore nominale di 1 euro ciascuna, riservate alla Syndial SpA, da liberarsi mediante conferimento in natura. In esecuzione della suddetta delibera, in data 29 giugno 2006 la Syndial SpA ha sottoscritto l'aumento del capitale sociale mediante la stipula dell'atto di conferimento del ramo di azienda "Centrale termoelettrica (CTE) e reti elettriche/vapore di distribuzione di Porto Marghera".

In data 18 luglio 2006, Eni ha acquisito dalla Syndial SpA n. 13.400.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari allo 0,90639% del capitale sociale, al prezzo di 13.400.000 euro.

L'Assemblea del 12 dicembre 2006 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 1.478.400.000 euro a 1.553.400.000 euro mediante emissione di n. 75.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro ciascuna, riservate alla Syndial SpA, da liberarsi mediante conferimento in natura. In esecuzione della suddetta delibera, in data 19 dicembre 2006 la Syndial SpA ha sottoscritto l'aumento del capitale sociale mediante la stipula dell'atto di conferimento del ramo di azienda "Impianti produttivi, *utilities* e servizi dello stabilimento di Porto Torres" con efficacia giuridica 1° gennaio 2007.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è variata da n. 1.465.000.000 di azioni ordinarie a n. 1.478.400.000 del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.478.400.000 euro.

Praoil Oleodotti Italiani SpA - Genova

L'Assemblea del 26 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 9.768.838 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva disponibile, di distribuire agli azionisti un dividendo di 6.306.105,71 euro, pari a 0,085 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 16 maggio 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 74.189.479 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 74.189.479 euro.

Raffineria di Gela SpA - Gela

L'Assemblea del 19 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con la perdita di 4.419.145 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 178.885 azioni del valore nominale di 516 euro, pari al 100% del capitale sociale di 92.304.660 euro.

Saipem SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 28 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 124.488.232,52 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva utili netti su cambi ai sensi dell'art. 2426, comma 8 bis del codice civile, di distribuire un dividendo di 0,19 euro alle azioni ordinarie e di 0,22 euro alle azioni di risparmio, pari complessivamente a 82.399.043 euro, portando a nuovo l'utile residuo di 31.007.802 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 35.990.428 euro in data 25 maggio 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 189.423.307 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, pari al 42,91315% del capitale sociale di 441.410.900 euro.

Servizi Aerei SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 18 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 414.771 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 27.917.238 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 27.917.238 euro.

Servizi Fondo Bombole Metano SpA - Roma

L'Assemblea del 21 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 30.310 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 100% del capitale sociale di 2.080.000 euro.

Siciliana Gas Clienti SpA - San Donato Milanese

In data 12 ottobre 2006 è stata costituita la società Siciliana Gas Clienti SpA, con un capitale sociale di 123.960 euro, rappresentato da n. 2.400 azioni del valore nominale di 51,65 euro. La società ha per oggetto sociale l'esercizio d'attività di vendita di gas di qualsiasi specie in tutte le sue applicazioni. Eni ha versato la somma di 123.960 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 100% del capitale sociale.

Il Consiglio di Amministrazione della società e della Siciliana Gas SpA hanno deliberato in data 18 ottobre 2006 la proposta di scissione parziale della Siciliana Gas SpA a favore della Siciliana Gas Clienti SpA. La proposta è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione della società e della Siciliana Gas SpA in data 31 ottobre 2006.

La società è beneficiaria della scissione parziale della Siciliana Gas SpA; l'atto di scissione è stato stipulato in data 13 novembre 2006, con efficacia giuridica dal 20 novembre 2006.

Per effetto della scissione, la società ha aumentato il capitale sociale da 123.960 euro a 1.147.869,6 euro, mediante emissione di n. 19.824 azioni del valore nominale di 51,65 euro. In relazione alla scissione, Eni ha ricevuto n. 19.824 azioni della società del valore nominale di 51,65 euro.

La partecipazione nella società è costituita da n. 22.224 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.147.869,6 euro.

Snam Rete Gas SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 27 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 516.135.032 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 327.702.795 euro, pari a 0,17 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 188.340.997 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 166.403.322 euro in data 25 maggio 2006.

In attuazione dei piani di *stock option* e di *stock grant* sono state emesse complessivamente n. 190.900 azioni del valore nominale di 1 euro; in relazione a ciò il capitale sociale ammonta a 1.955.957.600 euro.

A seguito dell'aumento del capitale sociale, la percentuale di partecipazione dell'Eni, ferme restando le n. 978.843.070 azioni del valore nominale di 1 euro possedute, passa dal 50,04907% del 31 dicembre 2005 al 50,04419%.

Snamprogetti SpA - San Donato Milanese

In data 27 marzo 2006, Eni ha ceduto l'intera partecipazione posseduta, pari al 100% del capitale sociale, alla Saipem Project SpA per il corrispettivo di 680.000.000 di euro.

Società Italiana per il Gas pA - Torino

L'Assemblea del 12 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 237.727.822 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di uguale importo, pari a 0,99 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 27 aprile 2006.

L'Assemblea straordinaria del 19 dicembre 2006 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 239.844.822 euro a 252.263.314 euro mediante emissione di n. 12.418.492 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, con un sovrapprezzo complessivo di 107.613.105 euro, da liberarsi mediante conferimento da parte di Eni di n. 656.412 azioni del valore nominale di 51,65 euro della Siciliana Gas SpA, pari al 100% del capitale sociale della stessa. In esecuzione della delibera, in data 22 dicembre 2006 è stato sti-

pulato il relativo atto di conferimento, con efficacia giuridica 22 dicembre 2006. In data 3 gennaio 2007 è avvenuta la registrazione di aumento del capitale sociale presso il Registro delle Imprese.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è variata da n. 239.844.822 azioni del valore nominale di 1 euro a n. 252.263.314 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 252.263.314 euro.

Società Oleodotti Meridionali SpA - San Donato Milanese
In data 10 novembre 2006 è stata costituita la società Società Oleodotti Meridionali SpA, con un capitale sociale di 120.000 euro, rappresentato da n. 120.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro.
La società ha per oggetto la costruzione, l'acquisto e l'esercizio di impianti di trasporto, stoccaggio e caricamento di idrocarburi ed ogni altra attività industriale e commerciale, direttamente o indirettamente connessa. Eni ha versato la somma di 84.000 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 70% del capitale sociale.
In data 11 dicembre 2006, l'Assemblea ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 120.000 euro a 3.085.000 euro mediante emissione di n. 2.965.000 azioni del valore nominale di 1 euro, con un sovrapprezzo complessivo di 56.335.000 euro, da liberarsi mediante conferimento da parte di Eni dell'oleodotto Viggiano-Taranto del valore di 59.300.000 euro. In esecuzione della delibera, in pari data è stato stipulato il relativo atto di conferimento, con efficacia giuridica 11 dicembre 2006.
In data 21 dicembre 2006, Eni ha ceduto a Shell Italia E&P SpA n. 889.500 azioni del valore nominale di 1 euro, rappresentative del 28,833% del capitale sociale, per un corrispettivo di 17.790.000 euro.
La partecipazione nella società al 31 dicembre 2006 è costituita da n. 2.159.500 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 70% del capitale di 3.085.000 euro.

Società Petrolifera Italiana SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 27 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 1.394.000 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 730.400 euro, pari a 0,01 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 663.600 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 730.138 euro in data 22 maggio 2006.
In data 22 maggio 2006, l'Assemblea ha approvato la distribuzione di un dividendo straordinario di 0,23 euro per azione per complessivi 16.799.200 euro, mediante l'utilizzo delle riserve di rivalutazione ex legge n. 342/2000, altre riserve e utili portati a nuovo. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 16.793.173 euro in data 14 settembre 2006.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 73.013.797 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 99,96413% del capitale sociale di 37.980.800 euro.

Sofid - Società Finanziamenti Idrocarburi SpA - Roma
L'Assemblea del 21 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 22.894.063 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 21.384.375 euro, pari a 0,13 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 364.985 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 21.301.398 euro in data 8 maggio 2006.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 163.856.908 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 99,61198% del capitale sociale di 85.537.498,8 euro.

Stoccaggi Gas Italia SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 28 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 121.124.854 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 120.242.345 euro, pari a 0,79 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 882.509 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 15 maggio 2006.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 152.205.500 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 152.205.500 euro.

Syndial SpA - Attività diversificate - San Donato Milanese
In data 6 marzo 2006 Eni ha sottoscritto n. 882 azioni, del valore nominale di 1,71 euro, rimaste inoptate a fronte dell'aumento del capitale sociale deliberato dall'Assemblea il 21 dicembre 2005 e in data 10 marzo 2006 ha versato la somma di 1.508 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte.
In data 26 aprile 2006 Eni ha versato la somma di 298.346.661 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte il 21 dicembre 2005 a fronte dell'aumento del capitale sociale a 397.798.804 euro deliberato dall'Assemblea il 21 dicembre 2005.

L'Assemblea del 28 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con la perdita di 883.409.644 euro che residua in 296.180.455 euro dopo la copertura della perdita di 587.229.189 euro deliberata dall'Assemblea del 21 dicembre 2005 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 30 settembre 2005, e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
L'Assemblea del 19 dicembre 2006 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 settembre 2006 che chiude con la perdita di 561.368.262 euro che sommata alla perdita residua dell'esercizio precedente e rettificata degli effetti dell'applicazione dei principi contabili internazionali per 187.764.415 euro determina una perdita complessiva di 749.132.677 euro e ha deliberato di coprire dette perdite cumulate di 749.132.677 euro mediante utilizzo di riserve disponibili per 21.135.710 euro e l'integrale riduzione del capitale sociale da eseguirsi mediante annullamento di n. 397.798.804 azioni del valore nominale di 1 euro. L'Assemblea ha deliberato altresì la ricostituzione del capitale sociale a 728.369.610 euro mediante emissione di n. 397.798.804 azioni del valore nominale di 1,831 euro. La stessa Assemblea ha deliberato inoltre la riduzione del capitale sociale da 728.369.610 euro a 397.798.804 euro da eseguirsi mediante riduzione del valore nominale da 1,831 euro a 1 euro attribuendo la differenza di 330.570.806 euro a copertura della perdita residua per 330.198.163 euro e per 372.643 euro a riserva indisponibile. L'Assemblea ha infine deliberato l'aumento del capitale sociale di 198.899.402 euro mediante emissione di n. 198.899.402 azioni del valore nominale di 1 euro da offrire in opzione agli azionisti, al prezzo pari al valore nominale, in ragione di una azione di nuova emissione ogni due possedute.
In pari data Eni ha sottoscritto n. 397.796.430 azioni del valore nominale di 1,831 euro e ha versato a totale liberazione delle stesse, la somma di 728.365.263,33 euro. Eni ha altresì sottoscritto n. 198.898.215 azioni del valore nominale di 1 euro e ha versato a totale liberazione delle stesse, la somma di 198.898.215 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è variata da n. 397.795.548 azioni a n. 596.694.645 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 99,9994% del capitale sociale di 596.698.206 euro.

Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA - Venezia
L'Assemblea del 30 marzo 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 11.383.498,94 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva utili netti su cambi ai sensi dell'art. 2426, comma 8 bis del codice civile, di distribuire un dividendo di 2.064.000 euro, pari a 5,16 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 9.310.698,85 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 1.135.200 euro in data 14 aprile 2006.
In data 9 marzo 2006, Eni ha acquisito il 5% del capitale sociale della Tecnomare da Nuova Breda Fucine SpA, pari a n. 20.000 azioni, per un prezzo complessivo di 2.500.000 euro, pari a 125 euro per azione.
In data 18 maggio 2006, Eni ha acquisito il 10% del capitale sociale della Tecnomare da Micoperi SpA, pari a n. 40.000 azioni, per un prezzo complessivo di 5.000.000 euro, pari a 125 euro per azione.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è variata da n. 200.000 azioni, pari al 50% del capitale sociale a n. 260.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 65% del capitale sociale di 2.064.000 euro.

TIGÁZ Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörûen Mûködõ Részvénytársaság - Hajduszoboszlo (Ungheria)
L'Assemblea del 29 marzo 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 3.279.028.707 fiorini ungheresi e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 1.632.000.000 di fiorini ungheresi, pari a 96 fiorini ungheresi per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 1.647.028.707 fiorini ungheresi. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 816.000.000 di fiorini ungheresi in data 24 agosto 2006.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 8.500.000 azioni del valore nominale di 1.000 fiorini ungheresi, pari al 50% del capitale sociale di 17.000.000.000 di fiorini ungheresi.

Toscana Energia Clienti SpA (ex Toscana Gas Clienti SpA) - Pistoia
A seguito della fusione per incorporazione della Fiorentina Gas Clienti SpA nella Toscana Gas Clienti SpA avvenuta in data 29 settembre 2006 con efficacia giuridica 6 ottobre 2006, Eni ha acquisito n. 33.789.951 azioni del valore nominale di 0,13 euro, pari al 61,44978% del capitale sociale di 7.148.428,17 euro.
L'Assemblea del 28 giugno 2006 ha deliberato la modifica della denominazione sociale da Toscana Gas Clienti SpA a Toscana Energia Clienti SpA con effetto dal momento di efficacia della fusione.
La partecipazione nella società è costituita al 31 dicembre 2006 da n. 33.789.951 azioni del valore nominale di 0,13 euro, pari al 61,44978% del capitale sociale di 7.148.428,17 euro.

Trans Tunisian Pipeline Company Ltd - St. Helier (Channel Islands) - Sede Amministrativa San Donato Milanese

L'Assemblea del 16 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 35.476.373 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva utili netti su cambi ai sensi dell'art. 2426, comma 8 bis del codice civile, di distribuire agli azionisti un dividendo di 33.909.534 euro, pari a 308,83 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 649 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 1° giugno 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 109.800 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.098.000 euro.

■ Imprese collegate e a controllo congiunto al 31 dicembre 2006

Acam Clienti SpA - La Spezia

L'Assemblea del 26 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 511.688 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, alla riserva statutaria e alla riserva straordinaria, di distribuire agli azionisti un dividendo di 198.982 euro, pari a 0,28 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 97.501 euro in data 19 settembre 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 348.218 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 49% del capitale sociale di 7.106.500 euro.

Distribuidora de Gas del Centro SA - Buenos Aires (Argentina)

L'Assemblea del 4 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 31.285.334 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e utilizzando parte della riserva facoltativa, di distribuire agli azionisti un dividendo di 38.509.725 pesos argentini, pari a 0,24 pesos argentini per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 12.072.799 pesos argentini nel periodo aprile-settembre 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 50.303.329 azioni del valore nominale di 1 peso argentino, pari al 31,35% del capitale sociale di 160.457.190 pesos argentini.

Inversora de Gas del Centro SA - Buenos Aires (Argentina)

L'Assemblea del 4 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 15.646.677 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e utilizzando parte della riserva facoltativa, di distribuire agli azionisti un dividendo di 19.200.000 pesos argentini, pari a 2,823 pesos argentini per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 4.800.000 pesos argentini nel periodo aprile-settembre 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 1.700.300 azioni del valore nominale di 10 pesos argentini, pari al 25% del capitale sociale di 68.012.000 pesos argentini.

Mariconsult SpA - Milano

L'Assemblea del 21 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 18.749 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo dell'utile residuo di 17.812 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 1.000 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 50% del capitale sociale di 103.300 euro.

Promgas SpA - Milano

L'Assemblea del 27 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 678.092 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 678.000 euro, pari a 67,8 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 339.000 euro in data 12 maggio 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 5.000 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 50% del capitale sociale di 516.500 euro.

Raffineria di Milazzo ScpA - Milazzo

L'Assemblea del 28 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude in pareggio.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 175.000 azioni del valore nominale di 488,98 euro, pari al 50% del capitale sociale di 171.143.000 euro.

Seram SpA - Fiumicino

L'Assemblea del 18 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 99.184 euro e ne ha deliberato l'attribuzione alla riserva legale e alla riserva straordinaria.

L'Assemblea del 16 gennaio 2006 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 312.000 euro a 852.000 euro mediante utilizzo di riserve disponibili e con modifica del valore nominale delle azioni da 52 euro a 142 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è variata da n. 1.500 azioni del valore nominale di 52 euro a n. 1.500 azioni del valore nominale di 142 euro, pari al 25% del capitale sociale di 852.000 euro.

Setgas SA - Setubal (Portogallo)

L'Assemblea del 23 marzo 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 4.089.887 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, alla riserva statutaria ed a copertura delle perdite pregresse, il riporto a nuovo dell'utile residuo di 3.211.541 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 393.675 azioni del valore nominale di 5 euro, pari al 21,87083% del capitale sociale di 9.000.000 di euro.

Siciliana Gas SpA - Palermo

In data 8 maggio 2006 Eni ha acquistato da E.S.P.I. (Ente Siciliano per la Promozione Industriale in liquidazione) n. 338.118 azioni ordinarie del valore nominale di 51,65 euro, pari al 50% del capitale sociale di 34.927.589 euro per il corrispettivo di 97.999.983,25 euro.

L'Assemblea dell'11 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 12.822.817 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 7.235.725 euro, pari a 10,7 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 4.945.951 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 22 giugno 2006.

Il Consiglio di Amministrazione della società e della Siciliana Gas Clienti SpA hanno deliberato in data 18 ottobre 2006 la proposta di scissione parziale della Siciliana Gas SpA a favore della Siciliana Gas Clienti SpA. La proposta è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione della società e della Siciliana Gas Clienti SpA in data 31 ottobre 2006.

Con atto di scissione stipulato in data 13 novembre 2006, con efficacia giuridica dal 20 novembre 2006, la Siciliana Gas SpA ha trasferito alla beneficiaria Siciliana Gas Clienti SpA la partecipazione in Siciliana Gas Vendite SpA.

A seguito della scissione, il capitale sociale è stato ridotto da 34.927.589 euro a 33.903.680 euro mediante annullamento di n. 19.824 azioni del valore nominale di 51,65 euro.

Con atto del 22 dicembre 2006, Eni ha conferito la partecipazione in Siciliana Gas SpA, costituita da n. 656.412 azioni del valore nominale di 51,65 euro oltre un sovrapprezzo azioni di 107.613.105 euro, alla Società Italiana per il Gas SpA.

Siciliana Gas Vendite SpA - Palermo

In data 8 maggio 2006 Eni ha acquistato da E.S.P.I. (Ente Siciliano per la Promozione Industriale in liquidazione) n. 1 azione ordinaria del valore nominale di 10 euro, pari allo 0,0002% del capitale sociale di 5.100.000 euro per il corrispettivo di 16,75 euro.

L'Assemblea dell'11 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 2.832.031 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 3.141.600 euro, pari a 6,16 euro per azione, utilizzando allo scopo parte degli utili pregressi per 451.170 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 12,32 euro in data 22 giugno 2006.

In data 18 ottobre Eni ha ceduto la propria partecipazione di n. 2 azioni del valore nominale di 10 euro, pari allo 0,0004% del capitale sociale, alla Siciliana Gas Clienti SpA, per il corrispettivo di 33,50 euro.

Transmed SpA - Milano

L'Assemblea del 21 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con la perdita di 10.228 euro e ha deliberato di coprire la perdita mediante riduzione del capitale sociale di pari importo e la contestuale ricostituzione del capitale sociale a 120.000 euro. La stessa Assemblea ha deliberato altresì l'aumento del capitale sociale da 120.000 euro a 240.000 euro mediante l'emissione di n. 120.000 azioni del valore nominale di 1 euro.

Eni ha versato la somma di 5.114 euro per la ricostituzione del capitale sociale, ha sottoscritto n. 60.000 azioni del valore nominale di 1 euro e ha versato, a completa liberazione delle stesse, la somma di 60.000 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è variata da n. 60.000 azioni del valore nominale di 1 euro, a n. 120.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 50% del capitale sociale di 240.000 euro.

Transmediterranean Pipeline Company Ltd - St. Helier (Channel Islands)

L'Assemblea del 27 luglio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 40.999.061 dollari USA e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 41.240.000 dollari USA, pari a 40 dollari USA per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo per 240.939 dollari USA. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 20.620.000 dollari USA in data 31 luglio 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 515.500 azioni del valore nominale di 10 dollari USA, pari al 50% del capitale sociale di 10.310.000 dollari USA.

Unión Fenosa Gas SA - Madrid (Spagna)

L'Assemblea del 30 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 107.092.132 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, alla riserva facoltativa ed alla copertura delle perdite portate a nuovo, di distribuire agli azionisti un dividendo di 56.531.700 euro, pari a 103,5 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 28.265.850 euro in data 15 giugno 2006.

Il Consiglio di Amministrazione della società nell'adunanza del 3 novembre 2006 ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo dell'esercizio 2006 di 365 euro per azione, per complessivi 199.363.000 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 99.681.500 euro in data 21 novembre 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 273.100 azioni del valore nominale di 60 euro, pari al 50% del capitale sociale di 32.772.000 euro.

Vega Parco Scientifico e Tecnologico di Venezia Scarl – Venezia

L'Assemblea del 19 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 38.141 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in 1 quota del valore nominale di 349.440 euro, pari al 2,81537% del capitale sociale di 12.411.876 euro.

Venezia Tecnologie SpA - Porto Marghera - Venezia

A seguito della fusione per incorporazione di EniTecnologie SpA (100% Eni), Eni ha acquisito la partecipazione nella società Venezia Tecnologie SpA.

La partecipazione nella società è costituita da n. 50 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 33,33% del capitale sociale di 150.000 euro.

ENI S.P.A.

BILANCIO D'ESERCIZIO 2007

PAGINA BIANCA



Società per Azioni
Sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1
Capitale sociale al 31 dicembre 2006:
euro 4.005.358.876 interamente versato
Registro delle Imprese di Roma,
codice fiscale 00484960588
Sedi secondarie:
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1
San Donato Milanese (MI) - Piazza Ezio Vanoni, 1

Ufficio rapporti con gli investitori
Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)
Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929
e-mail: investor.relations@eni.it

Pubblicazioni
Bilancio redatto ai sensi del D.Lgs. 9 aprile 1991, n. 127
Annual Report
Annual Report on Form 20-F
redatto per il deposito presso la Securities
and Exchange Commission
Bilancio di Sostenibilità
(in italiano e in inglese)
Fact Book (in italiano e in inglese)
Eni in 2006 (in inglese)
Relazione trimestrale al 31 marzo, al 30 giugno
e al 30 settembre
(in italiano e in inglese)
Relazione semestrale al 30 giugno
redatta ai sensi dell'art. 2428 del codice civile
Report on the First Half

Sito internet: www.eni.it
Centralino: +39-0659821
Numero verde: 800940924
Casella e-mail: segreteriasocietaria.azionisti@eni.it

ADRs/Depositary
Morgan Guaranty Trust Company of New York
ADR Department
60 Wall Street (36th Floor)
New York, New York 10260
Tel. 212-648-3164

ADRs/Transfer agent
Morgan ADR Service Center
2 Heritage Drive
North Quincy, MA 02171
Tel. 617-575-4328

Progetto grafico: Opera
Copertina: Grafica Internazionale - Roma
Impaginazione e supervisione: Korus - Roma
Stampa: Marchesi Grafiche Editoriali SpA - Roma
Stampato su carta ecologica: Fedrigoni Symbol
Freelife Satin e Freelife Vellum

PAGINA BIANCA

MISSIONE

Siamo un'impresa integrata nell'energia, impegnata a crescere nell'attività di ricerca, produzione, trasporto, trasformazione e commercializzazione di petrolio e gas naturale. Tutti gli uomini e le donne di Eni hanno una passione per le sfide, il miglioramento continuo, l'eccellenza e attribuiscono un valore fondamentale alla persona, all'ambiente e all'integrità.

I Paesi di attività di Eni

EUROPA
Austria, Belgio, Croazia, Danimarca, Francia, Germania, Grecia, Irlanda, Isole Faroe, Italia, Lussemburgo, Malta, Norvegia, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Regno Unito, Repubblica Ceca, Repubblica Slovacca, Romania, Slovenia, Spagna, Svizzera, Svezia, Turchia, Ungheria

CSI
Azerbaijan, Georgia, Kazakhstan, Russia, Turkmenistan

AFRICA
Algeria, Angola, Camerun, Congo, Costa d'Avorio, Egitto, Gabon, Libia, Mali, Marocco, Mozambico, Nigeria, Tunisia

MEDIO ORIENTE
Arabia Saudita, Emirati Arabi Uniti, Iran, Kuwait, Oman, Qatar

ASIA CENTRALE
India, Pakistan

ASIA SUD-ORIENTALE E OCEANIA
Australia, Cina, Indonesia, Malaysia, Papua-Nuova Guinea, Singapore, Thailandia, Timor Est

AMERICHE
Argentina, Brasile, Canada, Ecuador, Messico, Perù, Repubblica Dominicana, Stati Uniti, Trinidad e Tobago, Venezuela

Assemblea ordinaria degli azionisti del 22 e 29 aprile 2008

L'avviso di convocazione è stato pubblicato
sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana
n. 34, parte II del 20 marzo 2008, pagg. 2-6

Disclaimer

Il bilancio contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi e riacquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza.

Relazioni e bilancio consolidato di Eni	**Relazione sulla gestione** Profilo dell'anno Lettera agli Azionisti **Andamento operativo** Exploration & Production Gas & Power Refining & Marketing Petrolchimica Ingegneria & Costruzioni Commento ai risultati economico-finanziari Altre informazioni Relazione sulla Corporate Governance Impegno per lo sviluppo sostenibile Glossario **Bilancio consolidato** Schemi di bilancio Criteri di redazione e principi contabili Note al bilancio consolidato Informazioni supplementari sull'attività *Oil & Gas* previste dalla SEC **Attestazione del *management*** **Relazione della Società di revisione**
Relazioni e bilancio d'esercizio di Eni SpA	**Relazione sulla gestione** Andamento operativo Commento ai risultati economico-finanziari Compensi e altre informazioni **Bilancio di esercizio** Schemi di Bilancio Criteri di redazione e principi contabili Note al bilancio d'esercizio **Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti** **Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998 e dell'art. 2429, comma 3, c.c.** **Attestazione del *management*** **Relazione della Società di revisione** **Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti**
Allegati	**Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2007** Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2007 Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio **Allegato alla nota integrativa del bilancio di esercizio** Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione

Per Eni si intende Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento

Profilo dell'anno



I risultati
Nel 2007 Eni ha conseguito l'utile netto di 10 miliardi di euro con un incremento dell'8,6%. Su base *adjusted* l'utile netto è stato di 9,5 miliardi di euro, in flessione del 9% rispetto al 2006 per effetto della minore *performance* operativa dell'*upstream* e *downstream oil*, parzialmente compensata dai migliori risultati dei settori Ingegneria & Costruzioni e Gas & Power.

Il dividendo
L'utile e la generazione di cassa del 2007, unitamente alla solida struttura patrimoniale, consentono la distribuzione agli azionisti del dividendo di 1,30 euro per azione (1,25 euro nel 2006, +4%) a conferma dell'impegno del *management* nel sostenere un flusso di dividendi tra i più attrattivi dell'industria.
Il dividendo a saldo di 0,70 euro per azione, tenuto conto dell'acconto di 0,60 euro distribuito nell'ottobre 2007, sarà messo in pagamento a partire dal 22 maggio (stacco cedola fissato il 19 maggio).
Il *pay-out* si attesta al 47%.

La produzione di idrocarburi
La produzione giornaliera di idrocarburi è stata di 1,736 milioni di boe/giorno, in riduzione dell'1,9% rispetto al 2006 a causa essenzialmente di declini produttivi, dell'effetto prezzo nei *PSA* e di eventi e situazioni contingenti in Nigeria, Mare del Nord e Venezuela. Tali fattori negativi sono stati parzialmente compensati dal contributo degli *asset* acquisiti nel Golfo del Messico e in Congo, nonché dalla crescita organica registrata in Libia, Egitto e Kazakhstan.
Resta fermo l'impegno del *management* a perseguire un forte tasso di crescita della produzione per via organica facendo leva anche sull'integrazione degli *asset* acquisiti con l'obiettivo di conseguire al 2011 il livello produttivo di oltre 2,05 milioni di barili/giorno (c.a.g.r. del 4,5%) sulla base dello scenario aziendale di prezzo del Brent di 55 dollari/barile.

Le riserve certe di idrocarburi
Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2007 determinate applicando il riferimento Brent a 96 dollari/barile ammontano a 6,37 miliardi di boe e, in considerazione del probabile esercizio dell'opzione di acquisto attribuito a Gazprom sul 51% delle società russe del gas ex-Yukos, includono la quota del 30% delle riserve di tali società acquisite al 60%. Il tasso di rimpiazzo *all sources* è del 90% e l'indice di vita utile residua di 10 anni. Nel medio termine Eni intende conseguire il tasso di rimpiazzo delle riserve superiore al 100% sulla base dello scenario aziendale di prezzo del petrolio.

Le vendite di gas naturale
Le vendite di gas naturale sono state di 98,96 miliardi di metri cubi, in aumento dello 0,9% rispetto al 2006 per effetto della crescita organica sui mercati internazionali in parte attenuata dalla flessione della

domanda europea di gas dovuta alle condizioni climatiche eccezionalmente miti del primo trimestre. Nel medio termine Eni intende conseguire un volume di vendite di oltre 110 miliardi di metri cubi facendo leva sulla crescita delle vendite internazionali per le quali è previsto un tasso di incremento medio annuo di oltre il 9% nel periodo 2008-2011.

Principali sviluppi di portafoglio
Sono stati acquisiti *asset* petroliferi nel Golfo del Messico e nell'*onshore* del Congo con un investimento di 4,52 miliardi di euro. Nel 2008 la produzione attesa di questi *asset* è di circa 100 mila barili/giorno a scenario Eni.

Nell'ambito dell'alleanza strategica con Gazprom, Eni in *partnership* con Enel (60% Eni, 40% Enel) si è aggiudicata l'asta per il secondo lotto degli *asset* della società russa in liquidazione Yukos, comprendente il 100% delle società russe OAO Arctic Gas Company, ZAO Urengoil Inc, OAO Neftegaztechnologia impegnate nella ricerca e sviluppo di importanti riserve prevalentemente a gas. Gli *asset* acquisiti consentono a Eni l'accesso a circa 2,5 miliardi di barili di risorse (calcolate in base alla quota del 30%).
Nella stessa transazione, Eni ha anche rilevato il 20% di OAO Gazprom Neft. Gazprom ha l'opzione per l'acquisto del 51% delle tre società russe del gas e dell'intero 20% di OAO Gazprom Neft. L'operazione ha comportato un investimento di 3,73 miliardi di euro in quota Eni.

Nel novembre 2007 Eni ha perfezionato i termini dell'OPA amichevole per cassa sulla totalità delle azioni rappresentative del capitale della compagnia britannica indipendente Burren Energy Plc, per un valore complessivo di circa 2,4 miliardi di euro. Burren produce oltre 25 mila barili/giorno in Congo e Turkmenistan ed è già *partner* di Eni negli *asset* acquisiti in Congo.
L'OPA si è conclusa positivamente nel gennaio 2008.

È stato definito con la società di Stato libica NOC un accordo minerario di portata strategica che estende la durata contrattuale dei titoli minerari Eni nel Paese e individua rilevanti progetti per la valorizzazione di importanti riserve gas e per l'esplorazione *offshore*.

È stato definito un *gas sale agreement* tra il consorzio che opera il giacimento Karachaganak (cooperato da Eni con il 32,5%) e una *joint venture* tra le società gas di Stato russa e kazakha (Gazprom e KazMunaiGaz) che pone le basi dell'ulteriore sviluppo delle riserve di gas del giacimento.

È stata acquistata una partecipazione del 13,6% nel consorzio Angola LNG che realizzerà un impianto di liquefazione del gas in grado di processare 28,3 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale con una produzione di 5,2 milioni di tonnellate/anno di GNL e altri prodotti.

In *partnership* con Gazprom, è stato varato il progetto di realizzazione del nuovo sistema di trasporto su *pipeline* South Stream che consentirà di importare in Europa gas di provenienza russa attraverso il Mar Nero.

L'attività esplorativa
Nel 2007 sono stati investiti 1.659 milioni di euro (+23% rispetto al 2006) per l'esecuzione di un'intensa campagna esplorativa nelle aree di consolidata presenza con il completamento di 81 nuovi pozzi esplorativi (43,5 in quota Eni), oltre a 28 pozzi in *progress* a fine esercizio e un tasso di successo commerciale del 40% (38% in quota Eni). Le principali scoperte sono state registrate in Angola, Brasile, Congo, Egitto, Indonesia, Nigeria, Norvegia, Pakistan, Regno Unito, Golfo del Messico e Alaska.
Il portafoglio esplorativo è stato rafforzato attraverso l'acquisizione di nuovi permessi nel Golfo del Messico, *onshore* del Congo e Alaska in linea con la strategia Eni di consolidamento della presenza nelle aree *core*.
La superficie acquisita si estende per circa 26.000 chilometri quadrati (in quota Eni, di cui il 95% in qualità di operatore).

Kazakhstan – Accordo su Kashagan
Il 14 gennaio 2008 i *partner* del consorzio North Caspian Sea Production Agreement (NCSPSA) e il Governo della Repubblica del Kazakhstan hanno firmato un *Memorandum of Understanding* che pone termine al contenzioso che si è aperto nell'agosto 2007 in merito alle condizioni e ai diritti di sviluppo e di sfruttamento di Kashagan. L'accordo ridefinisce l'equilibrio economico del contratto tenuto conto del mutato contesto di mercato e conferisce stabilità al progetto di sviluppo che continuerà a giocare un ruolo fondamentale nel futuro di Eni.

Venezuela: accordo su Dación e progetto Orinoco
Il 15 febbraio 2008 Eni e le Autorità venezuelane hanno raggiunto l'accordo risolutivo della disputa sul giacimento di Dación. In base ai termini dell'accordo, Eni riceverà un indennizzo in denaro in linea con il valore di libro dell'*asset* espropriato.
Il 29 febbraio 2008 Eni ha firmato con la compagnia di Stato PDVSA un accordo strategico per lo sviluppo di un'area petrolifera nella Faja dell'Orinoco. L'accordo riguarda il blocco Junin 5 su un'area di circa 670 chilometri quadrati, con risorse potenziali di oltre 2,5 miliardi di barili di olio pesante valorizzabile attraverso la tecnologia proprietaria EST (Eni *Slurry Technology*).

Principali dati economici e finanziari (milioni di euro)		2005	2006	2007
Ricavi della gestione caratteristica		73.728	86.105	87.256
Utile operativo		16.827	19.327	18.868
Utile operativo adjusted [a]		17.558	20.490	18.986
Utile netto [b]		8.788	9.217	10.011
Utile netto adjusted [a][b]		9.251	10.412	9.470
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		14.936	17.001	15.517
Investimenti tecnici		7.414	7.833	10.593
Dividendi per esercizio di competenza [c]		4.086	4.594	4.750
Dividendi pagati nell'esercizio		5.070	4.610	4.583
Acquisto di azioni proprie		1.034	1.241	680
Costi di ricerca e sviluppo		204	222	208
Totale attività al 31 dicembre		83.850	88.312	101.460
Debiti finanziari e obbligazionari al 31 dicembre		12.998	11.699	19.830
Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti al 31 dicembre		39.217	41.199	42.867
Indebitamento finanziario netto al 31 dicembre		10.475	6.767	16.327
Capitale Investito Netto al 31 dicembre		49.692	47.966	59.194
Prezzo delle azioni a fine periodo	(euro)	23,43	25,48	25,05
Numero azioni in circolazione a fine periodo	(milioni)	3.727,3	3.680,4	3.656,8
Capitalizzazione di borsa [d]	(miliardi di euro)	87,3	93,8	91,6

(a) Per la definizione e la riconduzione degli utili netti nella configurazione *adjusted*, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli *special item*, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*" a pag. 68.
(b) Di competenza Eni.
(c) L'importo 2007 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.
(d) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

Principali indicatori reddittuali e finanziari		2005	2006	2007
Utile netto				
- *per azione* [a]	(euro)	*2,34*	*2,49*	*2,73*
- *per ADR* [a][b]	(USD)	*5,81*	*6,26*	*7,49*
Utile netto *adjusted*				
- *per azione* [a]	(euro)	*2,46*	*2,81*	*2,58*
- *per ADR* [a][b]	(USD)	*6,12*	*7,07*	*7,07*
Return On Average Capital Employed (ROACE)				
- *reported*	(%)	*19,5*	*20,3*	*20,5*
- *adjusted*	(%)	*20,5*	*22,7*	*19,3*
Leverage		0,27	0,16	0,38
Dividendo di competenza	(euro per azione)	1,10	1,25	1,30
Pay-out [c]	(%)	46	50	47
Redditività complessiva per l'azionista (TSR)	(%)	35,3	14,8	3,2
Dividend yield [d]	(%)	4,7	5,0	5,3

(a) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto e il numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla BCE.
(b) Un *ADR* rappresenta due azioni.
(c) Il valore 2007 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.
(d) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

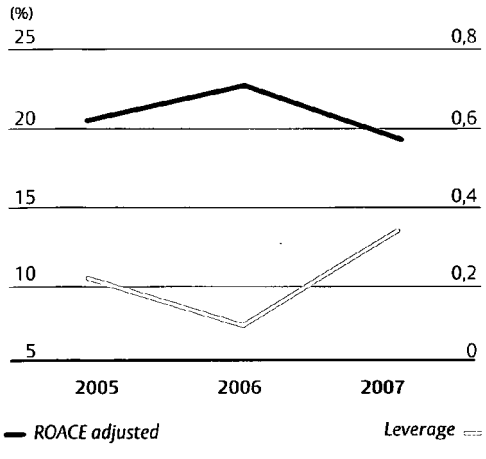
Principali indicatori di mercato		2005	2006	2007
Prezzo medio del greggio Brent *dated* [a]		54,38	65,14	72,52
Cambio medio EUR/USD [b]		1,244	1,256	1,371
Prezzo medio in euro del greggio Brent *dated*		43,71	51,86	52,90
Margini europei medi di raffinazione [c]		5,78	3,79	4,52
Margini europei medi di raffinazione in euro		4,65	3,02	3,30
Euribor - euro a tre mesi	(%)	2,2	3,1	4,3
Libor - dollaro a tre mesi	(%)	3,5	5,2	5,3

(a) In USD per barile. Fonte: *Platt's Oilgram*.
(b) Fonte: BCE.
(c) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati *Platt's Oilgram*.

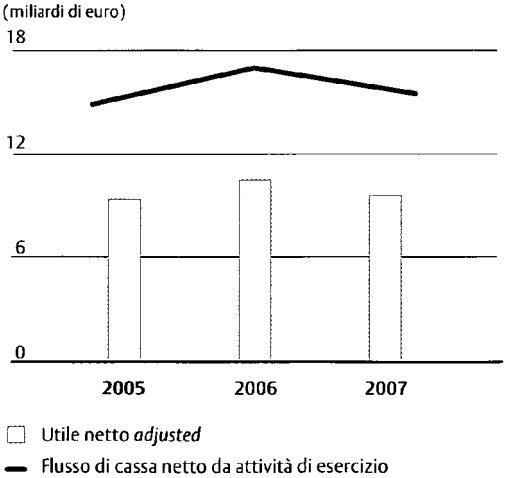
Principali dati operativi		2005	2006	2007
Exploration & Production				
Riserve certe di idrocarburi a fine periodo	(milioni di boe)	6.837	6.436	**6.370**
- Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.773	3.481	**3.219**
- Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	498	480	**512**
Vita utile residua riserve	(anni)	10,8	10,0	**10,0**
Produzione giornaliera di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.737	1.770	**1.736**
- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	1.111	1.079	**1.020**
- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	102	112	**116**
Gas & Power				
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	94,21	98,10	**98,96**
- di cui vendite E&P[a]	(miliardi di metri cubi)	4,51	4,69	**5,39**
Vendite di GNL	(miliardi di metri cubi)	7,0	9,9	**11,7**
Clienti in Italia	(milioni)	6,02	6,54	**6,61**
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	85,10	87,99	**83,28**
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	27,56	31,03	**33,19**
Refining & Marketing				
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	38,79	38,04	**37,15**
Grado di conversione del sistema	(%)	56	57	56
Lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà	(milioni di tonnellate)	27,34	27,17	**27,79**
Capacità bilanciata delle raffinerie interamente possedute	(migliaia di barili/giorno)	524	534	**544**
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	12,42	12,48	**12,65**
Stazioni di servizio rete Europa (a fine periodo)	(numero)	6.282	6.294	**6.441**
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	2.479	2.470	**2.486**
Petrolchimica				
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	7.282	7.072	**8.795**
Vendite di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	5.376	5.276	**5.513**
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	78,4	76,4	**80,6**
Ingegneria & Costruzioni				
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	8.395	11.172	**12.011**
Portafoglio ordini (a fine periodo)	(milioni di euro)	10.122	13.191	**15.390**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	72.258	73.572	**75.862**

(a) Include le vendite di gas di E&P in Europa (4,51, 4,07 e 3,59 miliardi di metri cubi, rispettivamente nel 2005, 2006 e nel 2007) e, a partire dal 2006, nel Golfo del Messico (0,62 e 1,8 miliardi di metri cubi, rispettivamente nel 2006 e nel 2007).

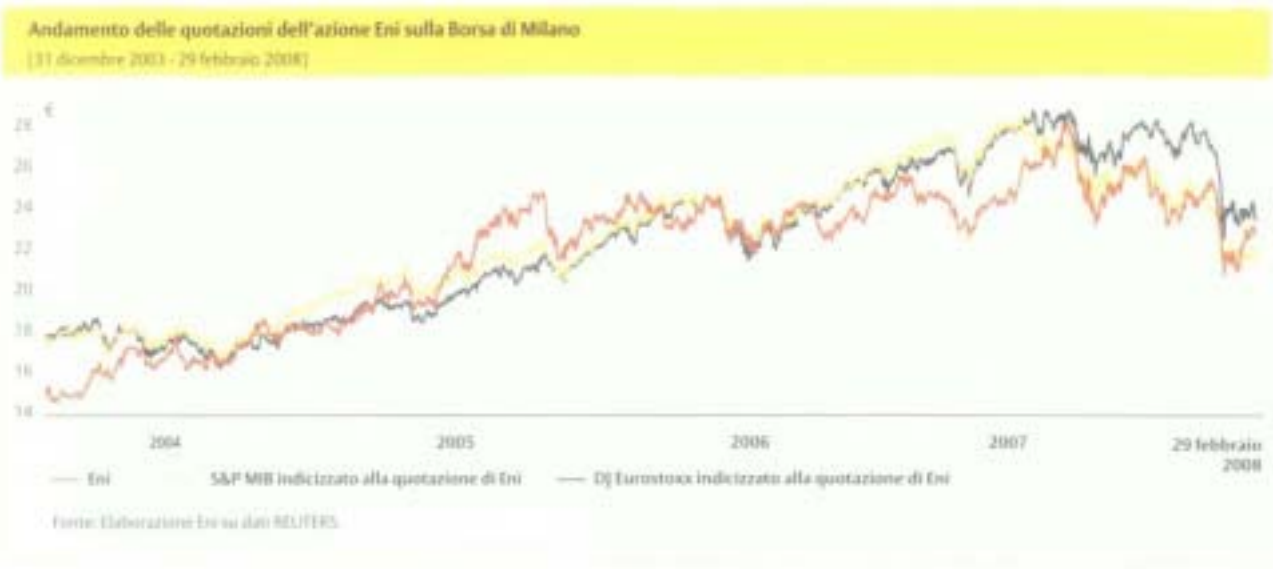
ROACE adjusted* e *Leverage

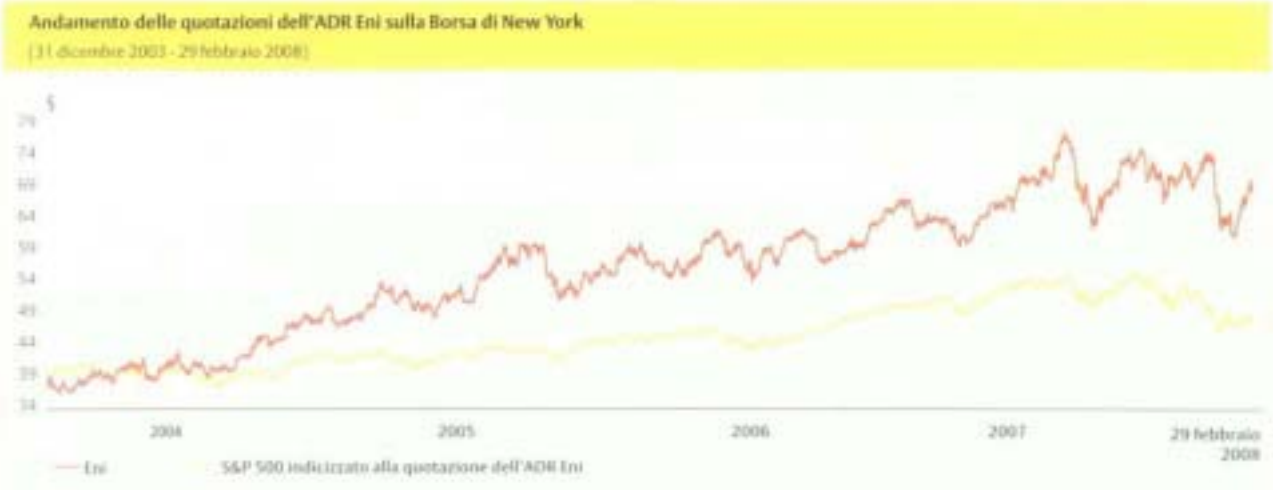


Utile netto *adjusted* e flusso di cassa netto da attività di esercizio



ENI IN BORSA





Fonte: Elaborazione Eni su dati REUTERS.

Consiglio di Amministrazione Eni



Roberto Poli
Presidente



Paolo Scaroni
Amministratore Delegato e Direttore Generale

Lettera agli Azionisti

Il 2007 è stato per Eni un altro anno positivo che ha confermato la nostra capacità di ottenere risultati eccellenti sia sotto il profilo economico che sotto quello industriale. Coerentemente alle nostre strategie e ai nostri obiettivi, ci siamo impegnati nello sviluppo di progetti che consentono alla nostra Azienda il raggiungimento di livelli di crescita e di generazione di valore tra i più elevati del nostro settore. Abbiamo realizzato alcune acquisizioni strategiche a prezzi competitivi e portato a termine accordi determinanti nelle aree di nostra presenza tradizionale per rafforzare il nostro posizionamento nei mercati chiave. Abbiamo conseguito solidi risultati e distribuito ai nostri azionisti cassa per 5,3 miliardi di euro attraverso i dividendi e l'acquisto di azioni proprie.

Risultati economico-finanziari

L'utile netto nel 2007 è stato di 10 miliardi di euro. L'utile netto *adjusted* di 9,5 miliardi di euro è diminuito del 9% rispetto al 2006 per effetto del significativo apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+9,2%). Il ritorno sul capitale investito (*ROACE*) è stato del 19,3%.
Il flusso di cassa netto da attività di esercizio di 15,5 miliardi di euro ha consentito di finanziare investimenti per 20,5 miliardi di euro, di cui 10,6 miliardi di euro in progetti di crescita organica, compresa l'esplorazione, e 9,9 miliardi di euro in acquisizioni. A fine esercizio il *leverage* è pari a 0,38.
I risultati raggiunti nel 2007 ci consentono di proporre all'Assemblea degli azionisti un dividendo di 1,30 euro per azione - di cui 0,60 euro già distribuiti nell'ottobre 2007 a titolo di acconto - in aumento del 4% rispetto al 2006 (1,25 euro per azione), confermando la nostra generosa politica di dividendi.

Sostenere la crescita e la redditività per l'azionista

La crescita è al centro della nostra strategia. Il conseguimento degli obiettivi di crescita di breve e di lungo termine farà leva sullo sviluppo dei progetti in portafoglio e degli *asset* acquisiti nel 2007 e sul rafforzamento della *leadership* nel mercato europeo del gas.
Nel prossimo quadriennio investiremo 49,8 miliardi di euro. L'incremento del 15% del piano di investimenti rispetto al piano precedente è composto per più di due terzi da nuovi investimenti mirati a sostenere la strategia di crescita dell'azienda nel breve e lungo termine. Il *free cash flow* atteso nel 2011 ci consentirà di sostenere l'attuale livello di dividendi in termini reali, anche assumendo uno scenario di prezzo del Brent inferiore ai 40 dollari/barile.

La Divisione **EXPLORATION & PRODUCTION** ha conseguito un *cash flow* di 11,6 miliardi di euro che conferma il livello *record* del 2006, nonostante l'apprezzamento dell'euro sul dollaro, l'incremento dei costi operativi e l'impatto negativo di situazioni contingenti sulla produzione. Nel 2007 l'utile netto *adjusted* di 6,5 miliardi di euro è diminuito del 10,8% rispetto al 2006. La produzione di petrolio e gas naturale è stata di 1,736 milioni di boe/giorno, in diminuzione dell'1,9% rispetto al 2006 con un riferimento Brent di 72,5 dollari/barile (+11% rispetto al 2006). Assumendo lo scenario aziendale di prezzo del Brent di 55 dollari/barile, la produzione sarebbe stata in linea con quella del 2006.



Alberto Clô
Consigliere



Renzo Costi
Consigliere



Dario Fruscio
Consigliere



Marco Pinto
Consigliere

La nostra priorità per la Divisione E&P è massimizzare la redditività attraverso la crescita della produzione nel medio e lungo termine in uno scenario di elevati prezzi del petrolio. Facendo leva sulla qualità del nostro portafoglio e sull'integrazione degli *asset* acquisiti, intendiamo conseguire un tasso di crescita della produzione del 4,5% annuo nel quadriennio 2008-2011 e di circa il 3% nel triennio successivo. Nel 2008, l'obiettivo è di conseguire un livello produttivo superiore a 1,8 milioni di boe/giorno. Nel 2011 prevediamo un livello produttivo superiore a 2,05 milioni di boe/giorno assumendo lo scenario Eni di prezzo del Brent pari a 55 dollari/barile. Nel 2007 la nostra *resource base* ha raggiunto i 28 miliardi di barili, con un incremento di 5,1 miliardi di barili grazie al contributo di acquisizioni mirate e successi esplorativi. Queste risorse consentiranno di raggiungere ambiziosi obiettivi di crescita della produzione nel lungo termine.

Nel 2007 abbiamo raggiunto un accordo sull'importante progetto di Kashagan che tiene conto del mutato contesto di mercato e conferisce stabilità a questo progetto. Il *Production Sharing Agreement* che regola il progetto rimane immutato e il suo valore attuale per Eni si conferma a un livello di tutta soddisfazione.

Stiamo realizzando ulteriori e importanti progressi a livello globale nell'espansione del settore del GNL, quale strategia per valorizzare le nostre ampie riserve di gas. Nel 2007 abbiamo acquisito una partecipazione del 13,6% nel consorzio Angola LNG che è impegnato nella realizzazione di un impianto di liquefazione della capacità produttiva di 5,2 milioni di tonnellate/anno di GNL. Con l'avvio dei nuovi progetti nel settore del GNL, la nostra capacità di liquefazione raggiungerà 11,3 miliardi di metri cubi nel 2011 e 18,8 miliardi nel 2014; le vendite di GNL aumenteranno da 11,7 miliardi di metri cubi del 2007 a 14,5 miliardi nel 2011 per arrivare a 25,8 miliardi nel 2014.

Nella Divisione **GAS & POWER** abbiamo realizzato un'eccellente *performance* operativa e finanziaria. I volumi di gas venduti hanno raggiunto 99 miliardi di metri cubi, con un incremento del 4% rispetto al 2006 escludendo l'effetto climatico. L'utile netto *adjusted* dell'anno, di 2,9 miliardi di euro, è aumentato del 2,6% anche grazie all'incremento del 17,6% dei volumi venduti nei mercati europei di 24,35 miliardi di metri cubi (a esclusione delle vendite dirette dell'*upstream* di 3,6 miliardi di metri cubi) parzialmente assorbito dalla flessione nelle vendite agli importatori in Italia (10,67 miliardi di metri cubi, in flessione di 3,43 miliardi di metri cubi) e sul mercato nazionale (56,13 miliardi di metri cubi, in flessione di 0,96 miliardi di metri cubi). Il *free cash flow adjusted* è aumentato del 10%, passando da 1,9 miliardi di euro del 2006 a 2,1 miliardi di euro, garantendo la copertura di circa il 40% dei dividendi distribuiti da Eni.
La nostra strategia mira a incrementare le vendite di gas fuori dall'Italia, a consolidare ulteriormente il *business* in Italia e a gestire in maniera efficace ed efficiente i *business* regolati. Eni vuole rafforzare la propria *leadership* sul mercato europeo del gas grazie ai vantaggi competitivi assicurati da un ineguagliabile e solido portafoglio di *asset* in termini di disponibilità di gas (sia da produzione sia da contratti di fornitura di lungo termine), dalla conoscenza dei mercati e dall'ampio portafoglio clienti. L'obiettivo al 2011 è la vendita di 110 miliardi di metri cubi di gas – inclusa quella proveniente da produzioni *upstream* di gas nel Mare del Nord e negli Stati Uniti –



Marco Reboa
Consigliere



Mario Resca
Consigliere



Pierluigi Scibetta
Consigliere

con un tasso di crescita medio annuo delle vendite fuori dall'Italia del 9% nel quadriennio 2008-2011.

La Divisione **REFINING & MARKETING** ha conseguito un utile netto *adjusted* di 319 milioni di euro, con una riduzione del 49,3% rispetto al 2006 per effetto della riduzione del differenziale di mercato di greggi pesanti e greggi leggeri, dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro e della riduzione dei margini di commercializzazione dovuta all'incremento delle quotazioni internazionali del greggio, non interamente trasferito sui prezzi finali di vendita dei prodotti.
La strategia di Eni R&M punta a incrementare in misura significativa la redditività dell'intera catena del valore con una crescita di 400 milioni di euro dell'*EBIT* al 2011, assumendo lo scenario 2007. La Refining di Eni prevede di aumentare il grado di conversione degli impianti al 60% per ottenere una resa in distillati medi pari al 43% al 2011, in particolare tramite la realizzazione di nuove unità di *hydrocracking* nelle raffinerie di Sannazzaro e Taranto. L'avvio, previsto nel 2012, di un'unità a tecnologia EST presso Sannazzaro consentirà di aumentare ulteriormente la conversione e la resa delle raffinerie. Sarà inoltre attuato un programma di efficienza mirato alla manutenzione, ai consumi energetici e ai servizi generali, che permetterà di ottenere un risparmio di circa 130 milioni di euro al 2011. Nel Marketing intendiamo consolidare la nostra *leadership* in Italia, incrementando il livello qualitativo del servizio e l'offerta di prodotti *premium*, fidelizzando la clientela attraverso programmi innovativi e lo sviluppo di nuovi *format* per il *non-oil*. In Europa siamo focalizzati sui mercati in cui fare leva sulle economie di scala, sulle sinergie nel *supply* e nella logistica, e sulla notorietà del nostro *brand*.

L'utile netto *adjusted* del settore **INGEGNERIA & COSTRUZIONI**, di 658 milioni di euro, è aumentato del 65% riflettendo il forte posizionamento competitivo di Saipem e l'andamento positivo del mercato dei servizi all'industria petrolifera. Per far fronte all'incremento della domanda di impianti di perforazione e di servizi all'industria petrolifera, Saipem intende sviluppare e migliorare ulteriormente la portata geografica e le caratteristiche tecniche della propria flotta.

La strategia nella **PETROLCHIMICA**, che nel 2007 ha conseguito l'utile netto *adjusted* di 57 milioni di euro, punta al miglioramento dell'efficienza e allo sviluppo selettivo degli impianti nelle aree di eccellenza - stireni ed elastomeri - con dimensioni competitive e una favorevole localizzazione geografica.

L'impegno di Eni nella **RICERCA** e nell'**INNOVAZIONE** è rivolto in particolare ai progetti di ricerca che mirano alla riduzione dei costi di estrazione degli idrocarburi, all'*upgrading* dei greggi pesanti, alla valorizzazione del gas remoto e alla protezione dell'ambiente. L'intensa attività di ricerca e innovazione conferma la nostra strategia che vede nella tecnologia un fattore indispensabile per rafforzare i vantaggi competitivi nel lungo termine e per promuovere la crescita sostenibile e la *partnership* con i Paesi produttori.

Abbiamo aumentato il nostro *target* di efficienza del 50%, per ottenere risparmi di 1,5 miliardi di euro nel periodo 2006-2011, dopo la riduzione costi di 500 milioni di euro realizzata nel biennio 2006-2007.

Sviluppo sostenibile

Nell'ambito dello sviluppo sostenibile il 2007 è stato un anno fondamentale, che ha segnato l'ingresso del titolo Eni nel *FTSE4Good Index* e nel *Dow Jones Sustainability World Index*, i più prestigiosi indici borsistici mondiali di valutazione della responsabilità sociale delle imprese, che basano i propri criteri di selezione nella sostenibilità ambientale, nella ricerca e nell'innovazione, e nella qualità delle relazioni con i propri azionisti, fornitori, dipendenti e comunità locali. Lo sviluppo sostenibile è per Eni parte di un ampio percorso intrapreso per identificare e attuare impegni e azioni concrete con l'obiettivo di gestire nell'eccellenza la complessità di una grande impresa integrata nell'energia. L'ingresso negli indici di sostenibilità del titolo Eni ci conferma l'attenzione nell'operare responsabilmente. Eni continuerà a promuovere lo sviluppo delle comunità in cui opera, a incrementare i propri investimenti nella ricerca e nell'innovazione e a impegnarsi nella riduzione delle emissioni di gas serra dai processi industriali.

In sintesi il 2007 è stato per Eni un anno eccellente. Oltre al conseguimento di ottimi risultati, abbiamo lavorato per creare prospettive di crescita in tutti i nostri settori di attività. Siamo fiduciosi di continuare a sostenere un tasso di crescita tra i più elevati del nostro settore creando valore per i nostri azionisti.

14 marzo 2008

per il Consiglio di Amministrazione



Il Presidente



L'Amministratore Delegato e Direttore Generale

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE [1]
Presidente
Roberto Poli [2]
Amministratore Delegato e Direttore Generale
Paolo Scaroni [3]
Amministratori
Alberto Clô, Renzo Costi, Dario Fruscio [4], Marco Pinto, Marco Reboa, Mario Resca, Pierluigi Scibetta

DIRETTORI GENERALI
Divisione Exploration & Production
Stefano Cao [5]
Divisione Gas & Power
Domenico Dispenza [6]
Divisione Refining & Marketing
Angelo Caridi [7]

La composizione e le funzioni del Comitato per il controllo interno, del *Compensation Committee* e dell'Osservatorio Petrolifero Internazionale sono illustrate nel capitolo "Altre informazioni" delle Informazioni sulla gestione.

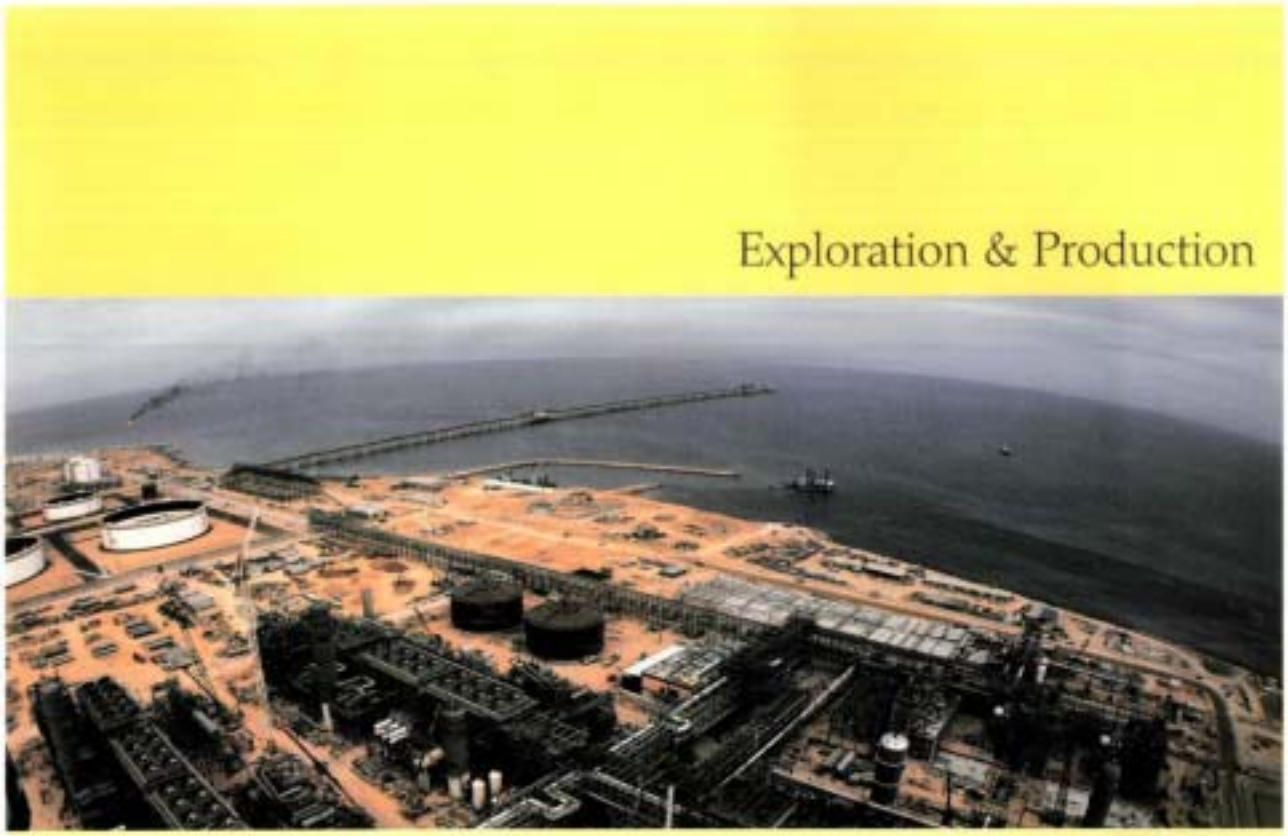
(1) Nominato dall'Assemblea il 27 maggio 2005 per un triennio che scade con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007.
(2) Nominato dall'Assemblea il 27 maggio 2005.
(3) Deleghe conferitegli dal Consiglio di Amministrazione il 1° giugno 2005.
(4) Il 30 gennaio 2008 Dario Fruscio ha rassegnato le proprie dimissioni da Consigliere di Amministrazione di Eni SpA.
(5) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 novembre 2000.
(6) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 dicembre 2005, con decorrenza 1° gennaio 2006.

COLLEGIO SINDACALE [8]
Presidente
Paolo Andrea Colombo
Sindaci effettivi
Filippo Duodo, Edoardo Grisolia, Riccardo Perotta, Giorgio Silva
Sindaci supplenti
Francesco Bilotti, Massimo Gentile

MAGISTRATO DELLA CORTE DEI CONTI DELEGATO AL CONTROLLO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DI ENI SpA
Lucio Todaro Marescotti [9]
Sostituto
Angelo Antonio Parente [10]

Società di revisione [11]
PricewaterhouseCoopers SpA

(7) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 3 agosto 2007 in sostituzione di Angelo Taraborrelli, nominato in pari data Amministratore Delegato e Direttore Generale di Syndial SpA.
(8) Nominato dall'Assemblea il 27 maggio 2005 per un triennio che scade con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007.
(9) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 19-20 luglio 2006.
(10) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 27-28 maggio 2003.
(11) Incarico conferito dall'Assemblea il 24 maggio 2007 per il triennio 2007-2009.



Principali indicatori di *performance*		**2005**	**2006**	**2007**
Ricavi [a]	(milioni di euro)	22.531	27.173	**27.278**
Utile operativo		12.592	15.580	**13.788**
Utile operativo *adjusted*		12.903	15.763	**14.051**
Utile netto *adjusted*		6.186	7.279	**6.491**
Investimenti tecnici		4.965	5.203	**6.625**
di cui: *ricerca esplorativa* [b]		656	1.348	**1.659**
Capitale investito *adjusted* netto a fine periodo		20.206	18.590	**24.643**
ROACE adjusted	(%)	32,4	37,5	**30,0**
Prezzi medi di realizzo				
- Petrolio e condensati	($/bbl)	49,09	60,09	**67,70**
- Gas naturale	($/kmc)	158,94	187,25	**191,37**
- Idrocarburi	($/boe)	41,06	48,87	**53,17**
Produzioni [c]				
- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	1.111	1.079	**1.020**
- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	102	112	**116**
- Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.737	1.770	**1.736**
Riserve certe [c][d]				
- Petrolio e condensati	(milioni di barili)	3.773	3.481	**3.219**
- Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	498	480	**512**
- Idrocarburi	(milioni di boe)	6.837	6.436	**6.370**
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,8	10,0	**10,0**
Tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve a criteri *SEC* [e]	(%)	43	38	**38**
Tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve comprese entità all'*equity* [d]	(%)	40	38	**90**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	8.030	8.336	**9.334**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.
(b) Include *bonus* esplorativi.
(c) Include la quota Eni delle *joint venture* e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.
(d) Include il 30% delle riserve delle tre società russe del gas ex-Yukos acquisite al 60% nel 2007 e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione d'acquisto del 51% che se esercitata ridurrebbe la quota Eni al 30%. In considerazione della *call option* attribuita a Gazprom, anche le riserve relative al 20% posseduto in OAO Gazprom Neft non sono state incluse.
(e) Determinato solo per le società consolidate.

Accordo sul progetto di sviluppo di Kashagan

› Il 14 gennaio 2008 i *partner* del consorzio North Caspian Sea Production Agreement (NCSPSA) e il Governo della Repubblica del Kazakhstan hanno firmato un *Memorandum of Understanding* che pone termine al contenzioso che si è aperto nell'agosto 2007 in merito alle condizioni e ai diritti di sviluppo e di sfruttamento di Kashagan. L'accordo ridefinisce l'equilibrio economico del contratto tenuto conto del mutato contesto di mercato e conferisce stabilità al progetto di sviluppo che continuerà a giocare un ruolo fondamentale nel futuro di Eni.

Accordi in Venezuela

› Il 15 febbraio 2008 Eni e le Autorità venezuelane hanno raggiunto l'accordo risolutivo della disputa sul giacimento di Dación oggetto di esproprio da parte della compagnia di Stato PDVSA il 1° aprile 2006. In base ai termini dell'accordo, Eni riceverà un indennizzo in denaro in linea con il valore di libro dell'*asset* espropriato. Eni ritiene che questo accordo contribuisca a rafforzare la collaborazione con PDVSA.

› In tale ambito, il 29 febbraio 2008 Eni ha firmato con la compagnia di Stato PDVSA un accordo strategico per lo sviluppo di un'area petrolifera nella Faja dell'Orinoco. L'accordo riguarda il blocco Junin 5 su un'area di circa 670 chilometri quadrati, con risorse potenziali di oltre 2,5 miliardi di barili di olio pesante. Al completamento degli studi e definizione del piano di sviluppo, il progetto sarà realizzato tramite una Impresa Mista composta da PDVSA (60%) e Eni (40%). Eni intende mettere a disposizione la propria esperienza e tecnologia per massimizzare la valorizzazione dell'olio pesante. In particolare sarà resa disponibile la tecnologia proprietaria EST (Eni *Slurry Technology*) in grado di convertire completamente gli oli pesanti in prodotti leggeri di elevata qualità.

Risultati finanziari

› L'utile netto *adjusted* di 6.491 milioni di euro ha registrato una flessione di 788 milioni di euro rispetto al 2006 (-10,8%) per effetto del peggioramento della *performance* operativa dovuto all'apprezzamento dell'euro sul dollaro, alla crescita dei costi e ai minori volumi.

› Il *ROACE adjusted* è pari al 30% nel 2007, in diminuzione rispetto al 2006 (37,5%).

› I prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi sono aumentati in media dell'8,8% rispetto al 2006, sostenuti da quelli dei greggi che sono aumentati in misura leggermente superiore al *marker* di mercato Brent per effetto della contrazione del differenziale di prezzo tra greggi leggeri e pesanti.

Portafoglio

› Sono stati acquisiti *asset* petroliferi nel Golfo del Messico da Dominion Resources e nell'*onshore* del Congo da Maurel & Prom con un investimento di 4,52 miliardi di euro. Nel 2008 questi *asset* sono previsti produrre circa 100 mila barili/giorno a scenario Eni.

› Nell'ambito della procedura di liquidazione della società russa Yukos, Eni in *partnership* con Enel (60% Eni, 40% Enel) ha rilevato il 100% delle società OAO Arctic Gas Company, ZAO Urengoil Inc e OAO Neftegaztechnologia che possiedono circa 2,5 miliardi di barili di risorse prevalentemente a gas in quota Eni (calcolate al 30% nell'assunzione che Gazprom eserciti l'opzione di acquisto sul 51% delle tre società). Nella stessa transazione, Eni ha anche rilevato il 20% di OAO Gazprom Neft. Gazprom ha l'opzione per l'acquisto dell'intero 20% di OAO Gazprom Neft. L'operazione ha comportato un investimento complessivo di 3,73 miliardi di euro in quota Eni.

› È stato definito con la società di Stato libica NOC un accordo minerario di valenza strategica che rafforza il posizionamento competitivo Eni in un Paese chiave per l'accesso alle risorse. I principali punti dell'accordo sono l'estensione della durata contrattuale dei titoli minerari Eni, al 2047 per le proprietà a gas e al 2042 per quelle a olio, e il lancio di progetti industriali finalizzati allo sviluppo di importanti riserve di gas e all'esplorazione *offshore*. I relativi accordi entreranno in vigore il 1° gennaio 2008.

› Nel novembre 2007 Eni ha perfezionato i termini dell'OPA amichevole per cassa sulla totalità delle azioni rappresentative del capitale della compagnia britannica indipendente Burren Energy plc, per un valore complessivo di circa 2,4 miliardi di euro. Gli *asset* acquisiti comprendono giacimenti in produzione nel Turkmenistan e in Congo, dove Burren è *partner* di Eni nei principali titoli minerari acquisiti da Maurel & Prom, nonché licenze esplorative in Egitto, Yemen e India. Tali *asset* producono attualmente oltre 25 mila barili/giorno. L'11 gennaio 2008 Eni ha dichiarato l'offerta incondizionata e a fine febbraio possedeva il 96,9% del capitale azionario.

› È stato definito un *gas sale agreement* tra il consorzio che opera il giacimento Karachaganak (cooperato da Eni con il 32,5%) e una *joint venture* tra le società di Stato russa e kazakha (Gazprom e KazMunaiGaz) che pone le basi dell'ulteriore sviluppo delle riserve di gas del giacimento.

› È stata acquistata una partecipazione del 13,6% nel consorzio Angola LNG impegnato nella realizzazione di un impianto di liquefazione del gas in grado di processare 28,3 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale con una produzione di 5,2 milioni di tonnellate/anno di GNL e altri prodotti.

› Con l'acquisto della quota del 70%, è stato conseguito il 100% della titolarità e l'*operatorship* del giacimento di petrolio Nikaitchuq in Alaska. L'avvio della produzione è atteso a fine 2009.

› In esito alla partecipazione ad una gara internazionale sono stati ottenuti 26 blocchi esplorativi nel Golfo del Messico. L'*acreage* acquisito possiede un potenziale minerario significativo ed è localizzato in prossimità di infrastrutture Eni in produzione.

› È stato firmato un accordo con la società di Stato algerina Sonatrach per il rinnovo della concessione di sviluppo e di coltivazione del Blocco 403 (Eni 50%) che nel 2007 ha fornito circa il 14% della produzione Eni nel Paese.

Produzione

› La produzione di idrocarburi è stata di 1,736 milioni di barili di petrolio equivalente (boe)/giorno, in riduzione dell'1,9% rispetto al 2006 a causa essenzialmente di declini produttivi dei campi maturi, dell'effetto prezzo nei *Production Sharing Agreement (PSA)*[1] e di eventi e situazioni contingenti in Nigeria, Mare del Nord e Venezuela. Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati dal contributo degli *asset* acquisiti nel Golfo del Messico e in Congo, nonché dalla crescita organica registrata in particolare in Libia, Egitto e Kazakhstan. Assumendo un prezzo medio del Brent di 55 dollari/barile nella determinazione degli *entitlement* dei *PSA*, la produzione risulta in linea con il 2006.

› Nel prossimo quadriennio Eni prevede un tasso di crescita medio del 4,5% con l'obiettivo di superare i 2,05 milioni di boe/giorno nel 2011 a scenario Eni, con un prezzo del Brent di 55 dollari/barile, facendo leva sull'integrazione degli *asset* acquisiti e sulla crescita organica.

Riserve

› Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2007 determinate sulla base del prezzo di fine esercizio di 96,02 dollari/barile per il *marker* Brent ammontano a 6,37 miliardi di boe (-1% rispetto al 2006) e includono la quota del 30% delle riserve delle tre società russe del gas ex-Yukos acquisite al 60%, in considerazione del probabile esercizio dell'opzione di acquisto attribuito a Gazprom sul 51% di tali società. Il tasso di rimpiazzo *all sources* è del 90% con un indice di vita utile residua di 10 anni. Il tasso di rimpiazzo delle riserve calcolato a criteri SEC, che considera le promozioni *all sources* delle sole società consolidate, è stato del 38%.

› Nel medio termine Eni intende conseguire un tasso di rimpiazzo delle riserve prodotte superiore al 100% facendo leva sul contributo degli *asset* acquisiti e sul significativo potenziale minerario delle aree *core* di Eni del Mar Caspio, dell'Africa Occidentale, dell'Africa Settentrionale e del Mare del Nord.

Investimenti di esplorazione e sviluppo

› Nel 2007 sono stati investiti 1.659 milioni di euro (+23% rispetto al 2006) per l'esecuzione di un'intensa campagna esplorativa nelle aree di consolidata presenza con il completamento di 81 nuovi pozzi esplorativi (43,5 in quota Eni), oltre a 28 pozzi *in progress* a fine esercizio, con un tasso di successo commerciale del 40% (38% in quota Eni). Le principali scoperte sono state registrate in Angola, Brasile, Congo, Egitto, Indonesia, Nigeria, Norvegia, Pakistan, Regno Unito, Golfo del Messico e Alaska. La superficie acquisita si estende per circa 26.000 chilometri quadrati (in quota Eni, di cui il 95% in qualità di operatore).

› Sono stati investiti 4.788 milioni di euro (+32% rispetto al 2006) nello sviluppo delle riserve di petrolio e gas, in particolare in Kazakhstan, Angola, Egitto, Italia e Congo.

(1) Per la definizione di *PSA* v. "Glossario".

Riserve

Governance delle Riserve

I criteri di classificazione delle riserve certe e delle riserve certe sviluppate e non sviluppate adottati da Eni sono in linea con la normativa statunitense prevista dalla Regulation S-X Rule 4-10 della *Security and Exchange Commision* (*SEC*).

Le riserve certe sono le quantità stimate di petrolio (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione. I prezzi a criteri *SEC* utilizzati per la valutazione degli idrocarburi liquidi derivano dall'ultima rilevazione ufficiale disponibile a fine anno pubblicata da Platt's Marketwire, mentre per il gas i prezzi derivano dall'applicazione delle formule contrattuali in essere a fine anno, utilizzando i *benchmark* di riferimento. I prezzi sono mantenuti costanti e si considerano solo le variazioni previste contrattualmente. I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste ne viene dato. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono soggette a revisioni in aumento o in diminuzione in dipendenza dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Eni promuove le riserve *unproved* di un giacimento a riserve certe quando sono soddisfatti tutti i criteri interni sia tecnici, sia economici/commerciali per il riconoscimento dello *status* di riserva certa.

Le riserve certe relative ai contratti di Concessione sono determinate applicando la quota di spettanza della produzione al totale delle riserve certe dell'area coperta dal contratto, tenuto conto della durata del titolo. Le riserve certe relative ai contratti di *Production Sharing* (*Production Sharing Agreement - PSA*) sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (*Cost oil*) e della remunerazione fissata contrattualmente (*Profit oil*). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di *service* e di *buy-back*. In uno scenario di elevati prezzi del petrolio, la quantità di riserve attribuite per recuperare lo stesso ammontare di costi sostenuti dalla compagnia petrolifera si riduce.

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. La Direzione Riserve della Divisione Exploration & Production, alle dirette dipendenze del Direttore Generale, ha il compito di mantenere costantemente aggiornate le direttive per la valutazione delle riserve e di presidiarne il processo di quantificazione. Le direttive sono state sottoposte all'esame di DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa *SEC*; D&M ha attestato inoltre che le direttive che regolamentano situazioni per le quali le norme *SEC* sono meno specifiche sono state interpretate in modo ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni quantifica le riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti.

Il processo di valutazione delle riserve coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i *Local Reserves Evaluators* (*LRE*) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) i responsabili di area geografica di sede che effettuano il controllo delle valutazioni dell'unità locale; (iii) la Direzione Riserve che controlla in maniera indipendente rispetto alle unità operative la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve ed effettua la valutazione economica delle riserve per calcolare le quote di spettanza Eni e aggrega i dati su base *worldwide*. In particolare, la Direzione Riserve ha, tra le altre, le seguenti principali responsabilità: assicura il processo di certificazione periodica delle riserve e mantiene costantemente aggiornate le direttive di valutazione e di classificazione. Tutto il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. Dal 1991 la valutazione[2] delle riserve certe di Eni è eseguita a rotazione da società di ingegneri petroliferi indipendenti tra i più qualificati sul mercato. Nella preparazione dei loro rapporti, essi basano la valutazione su dati e informazioni forniti da Eni non oggetto di una verifica indipendente, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni accettate dai valutatori nella modalità rappresentata. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla *performance* del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione del valore economico delle riserve rappresentato dal *Net Present Value* sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali varia-

(2) Dal 1991 al 2002 DeGolyer and MacNaughton e, a partire dal 2003, anche da Ryder Scott.

zioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione.
Conseguentemente, l'attività svolta dagli ingegneri petroliferi indipendenti costituisce una valutazione delle riserve Eni di confronto con quella effettuata internamente. La circostanza che le valutazioni indipendenti confermano nella grande maggioranza dei casi le determinazioni delle riserve effettuate da Eni, conforta il *management* sul fatto che l'iscrizione a libro delle riserve certe avviene in conformità alla normativa applicabile e che esiste la ragionevole certezza che tali riserve possano essere prodotte in futuro. Nei casi in cui sia accertata una discrepanza tra la valutazione degli ingegneri indipendenti e le determinazioni interne, Eni utilizza la valutazione più conservativa.
In particolare nel 2007 sono state oggetto di valutazione riserve certe per complessivi 2,4 miliardi di boe, pari a circa il 37% delle riserve al 31 dicembre 2007 (calcolati considerando il 60% delle riserve degli *asset* russi). Le risultanze hanno confermato sostanzialmente, come in passato, le valutazioni interne. Nel triennio 2005-2007 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 67% del totale delle riserve certe.
Ulteriori informazioni sulle riserve sono contenute nelle note al bilancio consolidato "Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione – Riserve di petrolio e di gas naturale".

Evoluzione

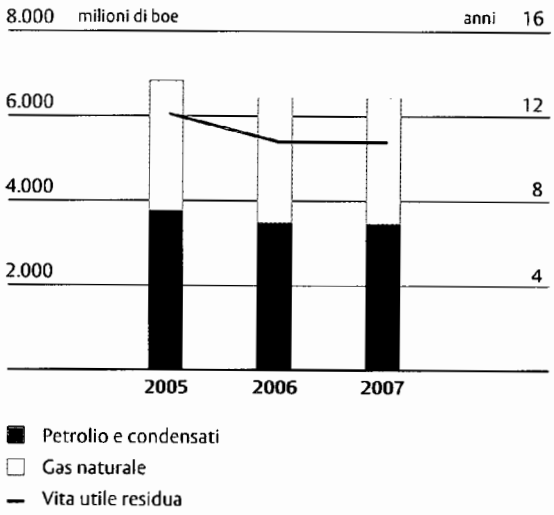
Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto. Per quanto riguarda le società russe del gas ex-Yukos acquisite al 60% e valutate all'*equity*, le riserve certe sono rappresentate al 30% tenuto conto del probabile esercizio dell'opzione di acquisto attribuito a Gazprom sul 51% di tali società. In base a tale assunzione, l'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)		**Società consolidate**	**Società in *joint venture* e collegate**	**Totale**
Riserve certe al 31 dicembre 2006		**6.400**	**36**	**6.436**
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito al lordo della *price revision*		429	24	453
Price revision nei *PSA*		(348)	(2)	(350)
Promozioni nette		81	22	103
Acquisizioni		156	309	465
Produzione		(627)	(7)	(634)
Riserve certe pro-forma al 31 dicembre 2007		**6.010**	**360**	**6.370**
Tasso di rimpiazzo *all sources*	(%)	38	*n.c.*	90
Tasso di rimpiazzo *all sources* al lordo dell'effetto prezzo	(%)	-	-	145

Nel 2007 le promozioni nette a riserve certe (103 milioni di boe) sono riferite a: (i) nuove scoperte ed estensioni (202 milioni di boe), in particolare in Angola, Congo, Egitto, Kazakhstan, Tunisia e Stati Uniti; (ii) miglioramenti di recupero assistito (24 milioni di boe) in particolare in Algeria e Angola. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dal saldo negativo di -123 milioni di boe delle revisioni di precedenti stime. Le revisioni negative sono riferite essenzialmente all'impatto stimato in -350 milioni di boe dei maggiori prezzi del petrolio nella determinazione degli *entitlement* secondo lo schema del *PSA* sulla base del prezzo di chiusura dell'esercizio di 96,02 dollari/barile per il *marker* Brent rispetto a 58,925 dollari a fine 2006. Tali revisioni negative hanno riguardato in particolare Kazakhstan, Libia e Angola e sono state in parte compensate da revisioni positive registrate in Egitto, Italia, Nigeria e Norvegia.
Le acquisizioni (465 milioni di boe) si riferiscono essenzialmente al 30% delle riserve certe delle tre società russe del gas acquisite nell'asta per gli *asset* della società in liquidazione Yukos, nonché alle proprietà acquisite nel Golfo del Messico e Congo.
Assumendo al 30% le riserve certe delle tre società russe ex-Yukos, nel 2007 il tasso di rimpiazzo *all sources* delle riserve certe è stato del 90% nonostante il significativo impatto del prezzo associato ai *PSA* (145% al lordo dell'effetto prezzo nei *PSA*). La vita utile residua delle riserve è di 10 anni (10 anni al 31 dicembre 2006). Il tasso di

rimpiazzo delle riserve calcolato a criteri SEC[3], che considera le promozioni *all sources* delle sole società consolidate, è stato del 38%.
Le riserve certe sviluppate al 31 dicembre 2007 sono 3.925 milioni di boe (petrolio e condensati 1.974 milioni di barili; gas naturale 317 miliardi di metri cubi) e rappresentano il 62% delle riserve certe (63% al 31 dicembre 2006).

Riserve certe di idrocarburi e vita utile residua



Riserve certe di idrocarburi pro-forma

		società consolidate								
		Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio [b]	Resto del Mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate	Totale
2005										
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	228	961	936	433	778	412	3.748	25	**3.773**
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	104	173	56	53	50	60	496	2	**498**
Idrocarburi	(milioni di boe)	**868**	**2.026**	**1.279**	**758**	**1.087**	**778**	**6.796**	**41**	**6.837**
2006										
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	215	982	786	386	893	195	3.457	24	**3.481**
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	96	169	54	48	53	58	478	2	**480**
Idrocarburi	(milioni di boe)	805	2.018	1.122	682	1.219	554	6.400	36	6.436
2007 [a]										
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	**215**	**878**	**725**	**345**	**753**	**211**	**3.127**	**92**	**3.219**
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	**87**	**162**	**60**	**44**	**50**	**65**	**468**	**44**	**512**
Idrocarburi	(milioni di boe)	747	1.879	1.095	617	1.061	611	6.010	360	6.370

Il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è 1 mc = 0,00615 barili di petrolio.

(a) Include il 30% delle riserve delle tre società russe del gas ex-Yukos acquisite al 60% e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione d'acquisto del 51% che se esercitata ridurebbe la quota Eni al 30%. In considerazione della *call option* attribuita a Gazprom, anche le riserve relative al 20% posseduto in OAO Gazprom Neft non sono state incluse. Considerando le riserve delle società russe sulla base dell'attuale quota di partecipazione del 60%, le riserve certe al 31 dicembre 2007 sono pari a 6.678 milioni di boe.
(b) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento Kashagan sono state iscritte in base al *working interest* al 31 dicembre 2007 (Eni 18,52%). La rideterminazione della quota Eni al 16,81% nel 2008, in esecuzione degli accordi definiti con la Repubblica Kazakha, determinerà una riduzione di circa 50 milioni di barili delle riserve del giacimento di spettanza Eni al 31 dicembre 2007 (v. l'informativa sugli accordi nella sezione "Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo - Area Caspio" a pag.26).

(3) Il tasso di rimpiazzo delle riserve certe è il rapporto tra le promozioni a riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno sono state aggiunte più riserve di quelle prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve è utilizzato dal *management* per valutare la capacità dell'impresa di sostenere gli attuali livelli produttivi attraverso il rimpiazzo della produzione dell'anno con nuove riserve certe iscritte in base ai criteri previsti dalla Regulation S-X Rule 4-10 della *Security and Exchange Commision* (SEC). Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle *performance* produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

Portafoglio minerario e attività di esplorazione

Al 31 dicembre 2007 il portafoglio minerario di Eni consiste in 1.220 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 36 Paesi dei cinque continenti per una superficie complessiva in quota Eni di 394.490 chilometri quadrati (385.219 al 31 dicembre 2006), di cui 37.642 relativi a permessi di sviluppo (48.273 al 31 dicembre 2006). All'estero la superficie complessiva in quota Eni (373.826 chilometri quadrati) è

Principali aree di esplorazione e sviluppo [a]

	31 dicembre 2006	31 dicembre 2007			
	Sup. lorda di esplorazione e di sviluppo	Sup. lorda di esplorazione e di sviluppo	Sup. netta di esplorazione e di sviluppo	Sup. netta di sviluppo	Numero titoli
Italia	**28.508**	**25.991**	**20.664**	**12.582**	**162**
Estero	**673.631**	**731.292**	**373.827**	**25.060**	**1.058**
Africa Settentrionale					
Algeria	12.739	11.432	3.041	902	36
Egitto	23.214	24.443	14.469	3.011	56
Libia	39.569	37.749	33.289	796	16
Tunisia	6.464	6.464	2.274	1.558	11
	81.986	**80.088**	**53.073**	**6.267**	**119**
Africa Occidentale					
Angola	18.776	20.527	3.570	1.398	55
Congo	9.797	11.099	4.905	968	24
Nigeria	43.215	44.049	7.756	5.715	50
	71.788	**75.675**	**16.231**	**8.081**	**129**
Mare del Nord					
Norvegia	18.851	15.335	5.390	123	49
Regno Unito	5.860	5.445	1.239	610	88
	24.711	**20.780**	**6.629**	**733**	**137**
Area Caspio	**4.934**	**4.933**	**959**	**488**	**6**
Resto del mondo					
Arabia Saudita	51.687	51.687	25.844		1
Australia	24.143	62.510	31.544	891	19
Brasile	2.948	2.920	2.774		4
Cina	866	632	103	103	3
Croazia	6.056	1.975	988	988	2
Ecuador	2.000	2.000	2.000	2.000	1
India	14.445	24.425	9.091		3
Indonesia	28.438	27.999	16.047	656	10
Iran	1.456	1.456	820	820	4
Pakistan	29.790	38.426	21.155	601	22
Russia		5.126	3.076	1.168	4
Stati Uniti	7.803	10.619	6.024	937	558
Timor Est	12.224	12.224	9.779		5
Trinidad e Tobago	382	382	66	66	1
Venezuela	1.958	1.556	614	145	3
	184.196	**243.937**	**129.925**	**8.375**	**640**
Altri Paesi	6.311	6.311	1.364	1.116	9
Altri Paesi con sola attività esplorativa	299.705	299.568	165.646		18
Totale	**702.139**	**757.283**	**394.491**	**37.642**	**1.220**

(a) Chilometri quadrati.

aumentata di 11.103 chilometri quadrati per effetto dell'acquisto di nuovi titoli di esplorazione e di sviluppo in Angola, Congo, Russia, Golfo del Messico, nonché licenze esplorative in Australia, India, Nigeria, Pakistan, Regno Unito e Alaska. In Italia la superficie complessiva in quota Eni (20.664 chilometri quadrati) è diminuita di 1.832 chilometri quadrati a seguito di rilasci.

Nel 2007 sono stati ultimati 81 nuovi pozzi esplorativi (43,5 in quota Eni), a fronte dei 68 (35,9 in quota Eni) del 2006. Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 40% (38% in quota Eni) a fronte del 43% (49% in quota Eni) del 2006.

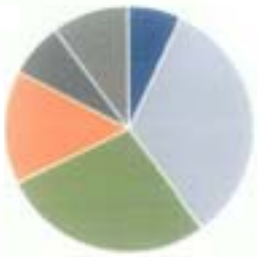
Produzione

Nel 2007 la produzione giornaliera di idrocarburi di 1.736 mila boe/giorno è diminuita di 34 mila boe/giorno rispetto al 2006, pari all'1,9%, per effetto essenzialmente delle fermate di impianti in Nigeria (-25 mila boe/giorno) a causa delle tensioni sociali, di fermate non programmate e inconvenienti tecnici in particolare nel Mare del Nord, del declino produttivo dei giacimenti maturi, in particolare in Italia e nel Regno Unito, e dell'effetto prezzo nei *PSA*. Il confronto con il 2006 risente anche dell'espropriazione degli *asset* del giacimento Dación in Venezuela con effetto dal 1° aprile 2006 (-15 mila barili/giorno). Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati dal contributo degli *asset* acquisiti nel Golfo del Messico e in Congo (+45 mila boe/giorno in media annua), nonché dalla crescita organica registrata in Libia, Egitto e Kazakhstan. La quota di produzione estera è stata dell'88% (87% nel 2006).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (1.020 mila barili/giorno) è diminuita di 59 mila barili/giorno, pari al 5,5%. Le principali riduzioni hanno riguardato Nigeria, Venezuela e Regno Unito per i motivi sopra descritti. I principali aumenti sono stati registrati in: (i) Stati Uniti, per effetto del contributo delle acquisizioni e del completo riavvio degli impianti danneggiati

Produzione di petrolio e condensati per area geografica

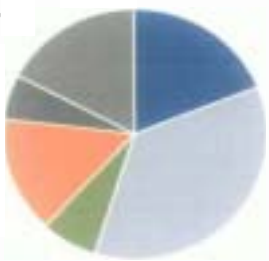
1.020 migliaia di barili/giorno



- 7% Italia
- 33% Africa Settentrionale
- 28% Africa Occidentale
- 15% Mare del Nord
- 7% Area Caspio
- 10% Resto del mondo

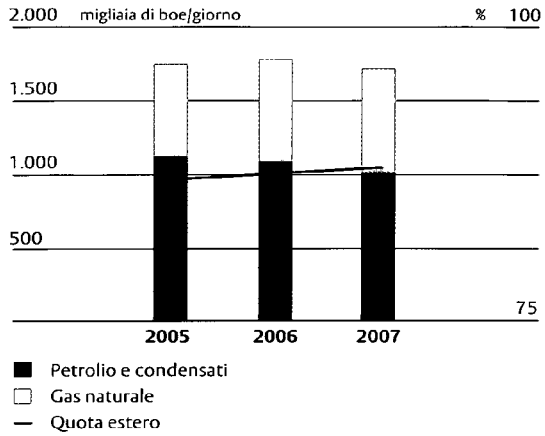
Produzione di gas naturale per area geografica

116 milioni di metri cubi/giorno



- 19% Italia
- 36% Africa Settentrionale
- 7% Africa Occidentale
- 15% Mare del Nord
- 6% Area Caspio
- 17% Resto del mondo

Produzione giornaliera di idrocarburi e quota estero



a causa degli uragani nella seconda metà del 2005; (ii) Egitto, per la crescita di el Temsah; (iii) Kazakhstan, per la maggiore *performance* del giacimento di Karachaganak. La produzione giornaliera di gas naturale (116 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 4 milioni di metri cubi/giorno, pari al 3,6%, essenzialmente in Libia, per il *build-up* del Western Libyan Gas Project, nel Golfo del Messico, a seguito delle acquisizioni di *asset*, in Norvegia, per la crescita produttiva dei giacimenti Aasgard (Eni 14,81%) e Kristin (Eni 8,25%). Le principali riduzioni hanno riguardato il declino produttivo di giacimenti maturi in particolare in Italia e nel Regno Unito.

Produzione giornaliera di idrocarburi [a][b]

	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Variazione Ass.	Variazione %
	2005			2006			2007			2007 vs 2006	
Italia	**86**	**28,4**	**261**	**79**	**25,7**	**238**	**75**	**22,4**	**212**	**(26)**	**(10,9)**
Africa Settentrionale	**308**	**28,0**	**480**	**329**	**36,8**	**555**	**337**	**41,7**	**594**	**39**	**7,0**
Egitto	90	20,0	213	85	23,0	227	97	23,0	**238**	11	4,8
Libia	120	7,2	164	144	12,8	222	142	17,8	**252**	30	13,5
Algeria	86	0,4	88	88	0,6	91	85	0,5	**88**	(3)	(3,3)
Tunisia	12	0,4	15	12	0,4	15	13	0,4	**16**	1	6,7
Africa Occidentale	**310**	**5,4**	**343**	**322**	**8,0**	**372**	**280**	**7,8**	**327**	**(45)**	**(12,1)**
Nigeria	123	4,7	152	106	7,0	149	81	6,7	**122**	(27)	(18,1)
Angola	122	0,5	124	151	0,7	156	132	0,7	**136**	(20)	(12,8)
Congo	65	0,2	67	65	0,3	67	67	0,3	**69**	2	3,0
Mare del Nord	**179**	**17,0**	**283**	**178**	**16,9**	**282**	**157**	**16,8**	**261**	**(21)**	**(7,4)**
Norvegia	96	6,9	138	98	6,9	140	90	7,7	**137**	(3)	(2,1)
Regno Unito	83	10,1	145	80	10,0	142	67	9,2	**124**	(18)	(12,7)
Area Caspio	**64**	**6,3**	**102**	**64**	**6,4**	**103**	**70**	**6,7**	**112**	**9**	**8,7**
Resto del mondo	**164**	**16,7**	**268**	**107**	**18,4**	**220**	**101**	**21,1**	**230**	**10**	**4,5**
Australia	21	0,1	22	18	1,4	26	11	1,2	**18**	(8)	(30,8)
Cina	7		7	6	0,3	8	6	0,3	**8**		..
Croazia		1,2	7		1,9	12		1,5	**9**	(3)	(25,0)
Ecuador	17		17	15		15	16		**16**	1	6,7
Indonesia	3	3,9	27	2	3,3	23	2	3,0	**20**	(3)	(13,0)
Iran	35		35	29		29	26		**26**	(3)	(10,3)
Pakistan	1	7,8	49	1	8,2	51	1	8,3	**52**	1	2,0
Russia							2		**2**	2	..
Stati Uniti	19	2,1	33	21	1,8	32	37	5,1	**69**	37	..
Trinidad e Tobago		1,6	10		1,5	9		1,7	**10**	1	11,1
Venezuela	61		61	15		15				(15)	..
Totale	**1.111**	**101,8**	**1.737**	**1.079**	**112,3**	**1.770**	**1.020**	**116,5**	**1.736**	**(34)**	**(1,9)**

(a) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (8,8 e 7 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2007, 2006 e 2005).
(b) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto.



Algeria - Impianto di trattamento di Bir Rebaa

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 611,4 milioni di boe. La differenza di 22,3 milioni di boe rispetto alla produzione di 633,7 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (18,8 milioni di boe).
La produzione venduta di petrolio e condensati (370,3 milioni di barili) è stata destinata per circa il 61% al settore Refining & Marketing. La produzione venduta di gas naturale (39,2 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 37% al settore Gas & Power.

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

AFRICA SETTENTRIONALE

Algeria Nell'ottobre 2007 Eni e la compagnia di Stato Sonatrach hanno firmato l'accordo per il rinnovo della concessione di sviluppo e produzione del Blocco 403 (Eni 50%) che comprende i giacimenti BRN, BRW e BRSW situati nell'area di Bir Rebaa, nel deserto sahariano sud-orientale. Nel 2007 il Blocco ha prodotto 12 mila barili/giorno in quota Eni.
L'attività di sviluppo ha riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo del giacimento ROM che verrà realizzato mediante il progetto Rom Integrated al quale parteciperanno i giacimenti di ROM Main (Eni 100%), ZEA (Eni 75%) e ROM Nord. Il programma di sviluppo prevede la realizzazione di un nuovo centro olio con una capacità di trattamento di circa 32 mila barili/giorno. Lo *start-up* è atteso nel 2011; (ii) El Merk Synergy per lo sviluppo delle riserve dei Blocchi 208 (Eni 12,25%) e 212 (Eni 22,38%) in sinergia con i blocchi adiacenti di altri operatori. L'avvio della produzione è atteso dopo il 2011. Nell'anno è stata completata l'attività di ingegneria di base.

Durante il 2006, la compagnia di Stato Sonatrach ha chiesto a Eni ed altri operatori delle *joint venture* di cui Eni fa parte la rinegoziazione dei termini dei *PSA* in essere, motivandola con la necessità di ricondurre tali contratti all'equilibrio economico originario. Le rinegoziazioni in corso riguardano i Blocchi in produzione 401a/402a (Eni 55%), 404 (Eni 12,25%) e il Blocco 208 (Eni 12,25%) in fase di sviluppo. L'esito di tali negoziazioni non è al momento prevedibile.

Egitto L'attività esplorativa ha avuto esito positivo in particolare con la scoperta significativa di Satis-1 (Eni 50%) che ha rinvenuto gas nell'*offshore* del delta del Nilo ad una profondità di oltre 6.500 metri. I successi esplorativi nel delta del Nilo sono completati dalle scoperte di Andaleeb-1 e Aten-1 (Eni 100%). Nell'area *onshore* del Western Desert si sono avute scoperte *near field* nei permessi di sviluppo di Melehia (Eni 56%) e West Razzak (Eni 80%) e nel permesso esplorativo di East Obayed (Eni 100%) con il pozzo Faramid-1. Nell'area del Golfo di Suez sono state effettuate scoperte *near field* nel permesso *offshore* di Belayim Marine (Eni 100%). A medio temine le iniziative di esplorazione a gas sono finalizzate a supportare il programma di espansione della capacità di liquefazione dell'impianto di Damietta, con l'installazione di un secondo treno della capacità di 5 milioni di tonnellate/anno di GNL. Il progetto è previsto ottenere la ratifica da parte delle competenti autorità egiziane nel primo semestre del 2008.
Prosegue l'intensa campagna di sviluppo delle riserve gas localizzate nell'*offshore* del delta del Nilo: (i) nella concessione North Port Said (Eni 100%) è stato avviato il giacimento Semman che a regime è previsto produrre circa 1,3 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni.



Libia - Impianto di trattamento e compressione gas di Mellitah

Proseguono i lavori di potenziamento del terminale di el Gamil per incrementare la capacità di compressione a supporto di el Temsah e di Ras el Barr; (ii) nella concessione Ras el Barr (Eni 50%) è in sviluppo il giacimento Taurt, con avvio atteso nel secondo trimestre del 2008; (iii) nella concessione el Temsah (Eni 50%, Operatore) è in sviluppo il giacimento Denise A, la cui produzione è stata avviata a fine 2007 con completamento del *build-up* atteso entro il primo semestre del 2008.
I due giacimenti di Taurt e Denise alimenteranno con 23 mila boe/giorno in quota Eni l'impianto GNL di Damietta, primo treno.

Libia Attività esplorativa: a) nel Blocco *offshore* NC41 (Eni 100%), il pozzo di scoperta U1-NC41 ha rinvenuto mineralizzazioni a petrolio e gas ad una profondità di oltre 2.600 metri; b) nella Concessione *onshore* 82 (Eni 50%), il pozzo di scoperta YY1-82 ha rinvenuto una mineralizzazione a petrolio a una profondità di circa 5.000 metri.
Nell'ottobre 2007 Eni e la società petrolifera di Stato NOC hanno perfezionato un accordo minerario di portata strategica che estende la durata dei titoli minerari Eni nel Paese fino al 2042 per le proprietà a olio e al 2047 per quelle a gas e lancia importanti progetti industriali. L'accordo consente a Eni di pianificare a lungo termine lo sviluppo dei propri *long-life field* nel Paese ai quali applicare le proprie avanzate tecniche per la massimizzazione del recupero di idrocarburi. I progetti individuati riguardano: (i) iniziative esplorative nelle aree a maggior potenziale; (ii) la valorizzazione di importanti riserve di gas naturale attraverso il potenziamento del gasdotto GreenStream di 3 miliardi di metri cubi/anno e la realizzazione di un impianto di liquefazione da 5 miliardi di metri cubi annui di GNL, presso Mellitah, destinato al mercato mondiale.
L'imposizione sugli utili delle imprese petrolifere che operano in regime di *PSA* è stata oggetto di riforma con una legge emanata nel maggio 2007. Come per il passato, alla National Oil Corporation (NOC) è attribuito il ruolo di soggetto tenuto ad assolvere l'imposta per conto della società petrolifera estera. La nuova disciplina fiscale potrà essere applicata dal 2008, dopo avere preventivamente concordato con NOC il costo fiscale riconosciuto degli *asset* al 1° gennaio 2008, con la conseguente eventualità di rideterminare l'imposizione differita e le dettagliate modalità di rendicontazione. In ogni caso il regime fiscale introdotto dalla legge del maggio 2007, quando attuato non modificherà l'attuale ripartizione di valore dei *PSA* in essere tra lo Stato libico ed Eni.
Nell'ambito del progetto Western Libyan Gas (Eni 50%) sono in corso attività di *upgrading* degli impianti e delle *facility* finalizzate all'aumento della produzione di gas di un miliardo di metri cubi/anno a partire dal 2009 e al mantenimento del profilo produttivo di petrolio di Wafa. Nel 2007 i volumi di gas esportati in Italia attraverso il gasdotto sottomarino GreenStream sono stati di 8,85 miliardi di metri cubi. Ulteriori 0,83 miliardi di metri cubi sono stati venduti sul mercato libico per la generazione di energia elettrica. Complessivamente la produzione in quota Eni dei due giacimenti di Wafa e Bahr Essalam è stata di 160 mila boe/giorno (+33% rispetto al 2006).
Le altre iniziative in corso riguardano lo sviluppo del giacimento A-NC118 (Eni 50%) attraverso il collegamento tramite *pipeline* agli impianti di Wafa e Mellitah e la valorizzazione del gas associato del giacimento Bouri (Eni 50%). Il gas depurato sarà inviato tramite *sealine* alla vicina piattaforma Sabratha ed esportato attraverso il GreenStream.

Tunisia Attività esplorativa: a) nella concessione Adam (Eni 25%, Operatore) i pozzi esplorativi Karma-1 e Ikhil-1 hanno rinvenuto strati mineralizzati a petrolio alla profondità di circa 3.500 metri, e il pozzo esplorativo Nadir-1 ha rinvenuto la presenza di gas alla profondità di circa 3.600 metri. I pozzi sono stati allacciati alle *facility* di produzione presenti nell'area; b) nel permesso Bordj el Khadra (Eni 50%) il pozzo esplorativo Nakhil-1 ha rinvenuto una mineralizzazione a petrolio alla profondità di circa 1.700 metri. Il pozzo è stato collegato alle *facility* di produzione esistenti; c) nella Concessione Larich (Eni 50%), il pozzo esplorativo Larich SW-1 ha rinvenuto una mineralizzazione a petrolio e gas alla profondità di circa 4.000 metri.
Nel corsa dell'anno è stato sanzionato lo sviluppo del giacimento *offshore* Maamoura (Eni 100%), con *start-up* produttivo di 7 mila boe/giorno atteso nel 2009.



Angola - Kizomba, *FPSO (Floating Production, Storage and Offloading)*

AFRICA OCCIDENTALE

Angola Attività esplorativa: nel Blocco 14 (Eni 20%), i pozzi di scoperta Lucapa-1, Menongue-1 e Malange-1 hanno rinvenuto strati mineralizzati a petrolio.

Nel novembre 2007 è stato perfezionato l'acquisto della partecipazione del 13,6% nel consorzio Angola LNG Limited (A-LNG) per la realizzazione di un impianto di liquefazione del gas dalla capacità di 5,2 milioni di tonnellate/anno presso Soyo, circa 300 chilometri a nord di Luanda. Il progetto, approvato dalle competenti autorità angolane, tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas proveniente dai giacimenti *offshore* ed attualmente reiniettato in giacimento o bruciato in atmosfera. Il progetto presenta pertanto anche un'importante valenza ambientale. Il GNL è destinato al mercato statunitense e sarà rigassificato presso l'impianto di Pascagoula, nel Golfo del Messico, del quale Eni ha acquisito una quota di capacità di trattamento di circa 5 miliardi di metri cubi/anno. Inoltre, nel dicembre 2007, è stato costituito tra gli stessi *partner* del progetto un consorzio per la valutazione e l'esplorazione di riserve di gas da destinare alla realizzazione di un secondo treno di trattamento. Eni con il 20% svolgerà il ruolo di *partner* tecnico di tale iniziativa.

Nell'ambito dello sviluppo congiunto dei giacimenti *offshore* di petrolio di Landana e Tombua nel Blocco 14 (Eni 20%), è stato avviato in *early production* Landana tramite le *facility* dei vicini giacimenti di Benguela/Belize. Il picco produttivo di 130 mila barili/giorno (23 mila in quota Eni) è atteso nel 2009.

Nell'ambito del piano di sviluppo del giacimento di petrolio Banzala nel Blocco 0 in Cabina (Eni 9,8%) è stata installata la prima delle due piattaforme di produzione previste con avvio della produzione nel giugno 2007. La seconda piattaforma è stata avviata all'inizio del 2008. Il picco produttivo di 27 mila barili/giorno (3 mila in quota Eni) è atteso nel 2009.

Nell'area di sviluppo dell'ex Blocco 15 (Eni 20%), nell'*offshore* profondo proseguono le attività di sviluppo dei giacimenti di petrolio Mondo e Saxi/Batuque nell'ambito della fase C di messa in produzione delle riserve dell'area Kizomba. La strategia di sviluppo è comune ai due progetti e prevede l'installazione di unità *FPSO*. Nel gennaio 2008 è stato avviato il giacimento Mondo; per Saxi/Batuque lo *start-up* è previsto nel terzo trimestre 2008. Il picco produttivo di 100 mila barili/giorno per entrambi i progetti (18 mila in quota Eni) è atteso nel 2008 per Mondo e nel 2009 per Saxi/Batuque. Queste e le altre iniziative di sviluppo hanno l'obiettivo di mantenere nel medio termine il *plateau* produttivo dell'area. In tale ambito rientra l'avvio nel settembre 2007 del giacimento di petrolio Marimba tramite il collegamento alle *facility* di produzione di Kizomba A. Il picco produttivo di 39 mila barili/giorno (7 mila in quota Eni) è previsto nel 2008.

Congo Attività esplorativa: nel permesso Mer Très Profonde Sud (Eni 30%) sono state effettuate le scoperte a olio Persée Nord Est – 1, ad una profondità compresa tra 2.700 e 3.500 metri, e di Cassiopea Est – 1, ad una profondità di 2.900 metri, erogando in fase di test 5.300 barili/giorno.

Nell'aprile 2007 Eni ha firmato l'accordo di attribuzione del permesso esplorativo Marine XII (Eni 90%, Operatore) nell'*offshore* congolese, con l'obiettivo di valorizzare l'elevato potenziale minerario a gas per l'alimentazione di una centrale elettrica.

Nel maggio 2007 Eni ha finalizzato l'acquisizione degli



Nigeria - Impianto di perforazione

asset petroliferi nell'*onshore* congolese da Maurel & Prom. L'operazione del valore di circa un miliardo di euro ha riguardato *asset* con una produzione di circa 17 mila barili/giorno e un incremento delle riserve certe e probabili di 112 milioni di barili di petrolio, corrispondenti ad un costo di acquisto unitario di 10,7 dollari al barile. Gli *asset* acquisiti comprendono le concessioni M'Boundi (Eni 43,1%) e Kouakouala A (Eni 66,67%) e il permesso esplorativo Le Kouilou (Eni 48%), tutti con il ruolo di operatore. Eni sta riesaminando lo schema produttivo di M'Boundi per programmare l'applicazione delle proprie avanzate tecniche di recupero assistito e la valorizzazione del *gas flaring*, che ha permesso di aumentare a circa 180 milioni di boe le riserve certe e probabili nella valutazione delle riserve di fine anno. Attraverso lo sviluppo degli *asset* acquisiti, la produzione di Eni in Congo passerà dagli attuali 69 mila barili/giorno a circa 135 mila barili/giorno nel 2010 facendo leva sul contributo degli *asset* acquisiti da Burren Energy Plc.
Proseguono le attività di sviluppo dei giacimenti di Awa Paloukou (Eni 90%) e Ikalou-Ikalou Sud (Eni 100%) con avvio nel 2008. Il picco produttivo di 13 mila boe/giorno in quota Eni per i due giacimenti, è previsto nel 2009.

Nigeria Nel marzo 2007 Eni ha firmato il *Production Sharing Contract* (*PSC*) relativo al permesso OPL 135 (Eni 48%, Operatore) situato nel delta del Niger. Il contratto della durata di 25 anni e con un periodo esplorativo di 5 anni, consentirà la ricerca e lo sviluppo di nuove riserve di petrolio e gas in prossimità del *network* esistente e del vicino impianto elettrico di Kwale/Okpai di cui Eni è operatore.
Prosegue lo sviluppo dei giacimenti di petrolio e gas Forcados/Yokri (Eni 5%) situati nell'*offshore* del delta del Niger, con completamento previsto nel 2008, nell'ambito del progetto integrato volto ad assicurare le forniture all'impianto di liquefazione di Bonny. Sono state installate le *facility offshore* di produzione; l'attività *onshore* riguarda l'*upgrading* delle *flowstation* di Yokri e North/South Bank e la realizzazione di un impianto di compressione gas.
Eni partecipa con il 10,4% nella Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del delta del Niger. L'impianto è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di *feedgas*. La sesta unità di trattamento è entrata in esercizio nel 2007. La *joint venture* sta pianificando la realizzazione di una settima unità di trattamento con entrata a regime attesa nel 2012. A regime la capacità produttiva dell'impianto sarà di circa 30 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti alla carica di circa 46 miliardi di metri cubi/anno di gas. Attualmente le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un *gas supply agreement* della durata di venti anni dalle produzioni della SPDC JV (Eni 5%) e della NAOC JV dai Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%) che a regime, nel 2008, forniranno circa 98 milioni di metri cubi/giorno (7,6 milioni in quota Eni equivalenti a circa 46 mila boe); nel 2007 le forniture Eni sono state di 4,9 milioni di metri cubi/giorno. La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Co.
Eni è operatore con il 17% nel progetto Brass LNG Ltd per la realizzazione di un impianto GNL nei pressi dell'esistente terminale di Brass. L'impianto, con avvio atteso nel 2012, avrà a regime una capacità produttiva di 10 milioni di tonnellate/anno di GNL, articolata su due treni di trattamento, corrispondenti al *feedgas* di circa 17,5 miliardi di metri cubi/anno (circa 1,8 miliardi in quota Eni) per venti anni. Le forniture all'impianto saranno assicurate attraverso la raccolta del gas associato proveniente da giacimenti in produzione e lo sviluppo di giacimenti a gas dei Blocchi *onshore* OML 60 e OML 61 (Eni 20%). Sono stati stipulati i contratti preliminari di vendita di lungo termine dell'intera disponibilità di GNL; in tale ambito Eni ha acquisito 2 milioni di tonnellate/anno di GNL. Proseguono le attività di *front end engineering* e la *final investment decision* è attesa nella seconda metà del 2008.

MARE DEL NORD

Norvegia Attività esplorativa: nella Prospecting License 393 (Eni 30%) il pozzo esplorativo 7125/4-1 Nucula, in prossimità della scoperta Goliat, ha evidenziato la pre-



Mar Caspio - giacimento Kashagan

senza di idrocarburi alla profondità compresa tra 800 e 1.450 metri.
Nella Prospecting License 229 (Eni 65%, Operatore) proseguono le attività di *appraisal* del potenziale minerario dell'importante scoperta di Goliat. Il progetto sta progredendo secondo i programmi e la *final investment decision* è attesa entro il 2008. È stata già assicurata la disponibilità dei mezzi critici per l'attività di sviluppo. L'attività di *appraisal* della scoperta Marulk nella Prospecting License 122 (Eni 20%), ha inoltre portato ad un aumento delle potenzialità minerarie identificate.
Nel 2007 Eni ha ceduto il 30% della Prospecting License 259 (Eni 70%) e il 100% della Prospecting License 256.
L'attività di sviluppo ha riguardato essenzialmente l'ottimizzazione della produzione di Ekofisk (Eni 12,39%) e le strutture minerarie localizzate nelle vicinanze di Kristin. Tyrihans (Eni 6,23%) sarà sviluppato attraverso le sinergie ottenibili dalle *facility* di produzione di Kristin alle quali saranno collegati i pozzi di produzione programmati. L'entrata in produzione è prevista nel 2009 in concomitanza con il declino produttivo di Kristin che renderà disponibile la capacità di trattamento per la produzione di Tyrihans.

Regno Unito Attività esplorativa: nel Blocco 205/5a (Eni 23%) è stata effettuata la scoperta a gas e condensati di Tormore, a una profondità di 610 metri, erogando in fase di test 900 mila metri cubi/giorno di gas e 2.200 barili/giorno di condensati. Il progetto di sviluppo prevede la messa in produzione delle riserve in sinergia con l'adiacente scoperta di Laggan (Eni 20%).
Nel settembre 2007 sono stati avviati i due giacimenti *offshore* di Blane (Eni 18%) e West Franklin (Eni 21,87%). Lo sfruttamento del giacimento a petrolio e gas di Blane avviene utilizzando le *facility* di trattamento presenti nell'area. Il picco produttivo di 21 mila boe/giorno (circa 4 mila in quota Eni) è stato raggiunto alla fine del 2007.
Lo sviluppo del giacimento a gas e condensati di West Franklin avviene attraverso le *facility* di produzione del giacimento di Elgin Franklin (Eni 21,87%). Il picco produttivo di 20 mila boe/giorno (4 mila in quota Eni) è atteso nella seconda metà del 2008 con l'entrata a regime del secondo pozzo di sviluppo previsto.
Continuano le attività di *appraisal* della recente significativa scoperta di Jasmine nel J-Block (Eni 33%).

AREA CASPIO

Kazakhstan - Kashagan Eni è presente in Kazakhstan dal 1992 ed è operatore unico del Consorzio "North Caspian Sea Production Sharing Agreement" (NCSPSA) con una quota di partecipazione del 18,52% al 31 dicembre 2007. Alla stessa data, oltre ad Eni, gli altri *partner* del consorzio sono Total, Shell e ExxonMobil ciascuna con una quota del 18,52%, ConocoPhillips con il 9,26%, Inpex e KazMunaiGas ciascuna con una quota dell'8,33%. La quota di ciascun *partner* sarà modificata secondo quanto previsto nel *Memorandum of Understanding* firmato il 14 gennaio 2008 dagli stessi *partner* e dalle autorità kazakhe, il cui contenuto è illustrato successivamente. Gli effetti economici delle nuove quote di partecipazione saranno calcolati con riferimento alla data del 1° gennaio 2008.
Il NCSPSA definisce termini e condizioni per lo svolgimento delle attività di ricerca e sviluppo degli idrocarburi presenti nell'area contrattuale localizzata nella sezione Kazakha del Mar Caspio.
Il giacimento Kashagan è stato scoperto nel 2000 nella porzione nord dell'area contrattuale. Eni ritiene che questo giacimento contenga importanti riserve di idrocarburi.



Al 31 dicembre 2007 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 520 milioni di boe, con una riduzione di 76 milioni di boe rispetto al 2006 per effetto essenzialmente di revisioni negative delle precedenti stime connesse all'impatto dei maggiori prezzi del petrolio di fine esercizio nella determinazione dell'*entitlement* di riserve secondo lo schema del *PSA*. Le riserve certe a fine 2007 sono determinate sulla base della quota di partecipazione al progetto del 18,52%.

Al 31 dicembre 2007 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a 2,6 miliardi di dollari pari a 1,8 miliardi di euro al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2007. Alla formazione dell'ammontare concorrono gli investimenti di sviluppo realizzati (1,8 miliardi di dollari), gli oneri finanziari capitalizzati e l'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri *partner* in esercizi precedenti (0,8 miliardi di dollari).

Il piano di sviluppo di Kashagan è stato originariamente approvato dalle competenti autorità kazakhe nel febbraio 2004. Tale piano prevedeva tre fasi successive di sviluppo, compresa la re-iniezione parziale del gas per incrementare il fattore di recupero del petrolio.

Gli investimenti approvati per la prima fase di sviluppo ammontavano a 10,3 miliardi di dollari (a valori reali 2007 e quota Eni pari a 18,52%) con l'obiettivo di conseguire il *target* produttivo di 300 mila barili/giorno e *first oil* atteso a fine 2008.

Il 29 giugno 2007 Eni, in qualità di operatore, ha sottoposto alle autorità kazakhe una serie di revisioni al piano di sviluppo della prima fase che posticipano l'avvio della produzione al 2010 e incrementano a 19 miliardi di dollari i costi di sviluppo attesi. Il ritardo nello *start-up* e l'aumento dei costi rispetto al *budget* iniziale riflettono principalmente: (i) gli effetti del deprezzamento del dollaro nei confronti dell'euro e delle altre principali valute; (ii) i maggiori costi di acquisto di beni e servizi a causa della dinamica inflazionistica che ha interessato l'industria petrolifera; (iii) la sottostima iniziale dei costi e la complessità dovuta a un progetto che non ha uguali al mondo per le difficoltà tecniche, logistiche ed i vincoli ambientali e (iv) le migliorie da apportare alla configurazione degli impianti *offshore* finalizzate a incrementarne il livello di efficienza e gli *standard* di sicurezza.

Nel luglio 2007, le autorità kazakhe hanno rigettato gli emendamenti proposti al piano di sviluppo e nell'agosto 2007 hanno inviato alle società che fanno parte del consorzio NCSPSA una "*notice of dispute*" per asseriti inadempimenti di obbligazioni previste dal contratto e violazione della legislazione della Repubblica. Il 14 gennaio 2008 i *partner* del consorzio e le autorità kazakhe hanno firmato un *Memorandum of Understanding* che risolve il contenzioso su basi amichevoli. I punti chiave dell'accordo sono: (i) la diluizione proporzionale della quota di partecipazione all'iniziativa dei *partner* internazionali a beneficio del *partner* kazakho KazMunaiGas che raddoppierà la propria quota al 16,81% al pari di quella dei maggiori *partner* con un esborso di 1,78 miliardi di dollari. La transazione avrà effetto economico dal 1° gennaio 2008; (ii) un trasferimento di valore dal consorzio alla Repubblica Kazakha da attuarsi attraverso la modifica dei termini del *PSA*. Tale ammontare dipenderà dal livello futuro dei prezzi del petrolio. Eni contribuirà a tale trasferimento di valore in proporzione alla nuova quota di partecipazione nell'iniziativa (16,81%); (iii) un maggiore ruolo del *partner* kazakho nella gestione operativa e un nuovo modello di *governance* e di conduzione delle operazioni che comporterà un più ampio coinvolgimento dei principali *partner* internazionali.

Nonostante le attività di sviluppo siano proseguite durante l'*iter* negoziale, è prevedibile un ritardo nell'avvio rispetto all'obiettivo del 2010. Le parti hanno concordato che Eni in qualità di operatore presenti entro marzo 2008 un *budget* revisionato dei costi e dei tempi di completamento della prima fase di sviluppo del giacimento.

In considerazione dell'ampiezza delle riserve, dei risultati dei primi quattro *test* condotti sui pozzi di sviluppo che hanno evidenziato una produttività superiore alle aspettative e degli studi condotti nel sottosuolo, Eni stima che il *plateau* produttivo possa raggiungere 1,5 milioni di barili/giorno, con un incremento del 25% rispetto a quanto previsto nel 2004 dal piano di sviluppo originario.

Il conseguimento del *plateau* produttivo comporterà rilevanti investimenti di sviluppo in aggiunta ai costi per il completamento della prima fase. Considerando i tempi ampi di realizzazione del progetto, Eni ritiene che tale impegno finanziario non avrà impatti significativi



Australia - Darwin, impianto GNL

sulla liquidità e sulla capacità di Eni di sostenere i futuri piani di investimento richiesti dal progetto.
Oltre a quelli previsti per lo sviluppo del giacimento saranno necessari ulteriori investimenti per la realizzazione delle infrastrutture per l'esportazione della produzione del giacimento verso i mercati internazionali. A riguardo il consorzio sta valutando una serie di opzioni, tra le quali: (i) l'utilizzo delle infrastrutture esistenti rappresentate dall'oleodotto del Caspian Pipeline Consortium (quota Eni 2%) e dall'oleodotto Atyrau-Samara, per entrambi i quali sono previsti piani di espansione della capacità di trasporto; (ii) la realizzazione di un nuovo sistema di trasporto. In tale ambito si colloca il progetto volto a collegare il centro di trattamento che sarà realizzato presso Bolashak all'oleodotto Baku-Tbilisi-Cehyan (Eni 5% corrispondente al diritto di trasporto di 50 mila barili/giorno).

Kazakhstan - Karachaganak Nel giugno 2007 il consorzio Karachaganak Petroleum Operating (KPO), Eni cooperatore con il 32,5%, e la *joint venture* KazRosGaz (KazMunaiGaz e Gazprom) hanno firmato il *gas sale agreement* per la vendita di circa 16 miliardi di metri cubi/anno di gas grezzo prodotto dal giacimento di Karachaganak, da trattare successivamente presso l'impianto russo di Orenburg, a partire dal 2012. L'accordo pone le basi per l'avvio della Fase 3 di sviluppo del giacimento per lo sfruttamento di oltre 2 miliardi di boe di riserve recuperabili di gas. L'accordo è stato approvato dai *board* delle controparti.
Al 31 dicembre 2007 le riserve certe del giacimento di competenza Eni erano pari a 541 milioni di boe, con una riduzione di 82 milioni di boe rispetto al 2006 per effetto essenzialmente di revisioni negative delle precedenti stime connesse all'impatto dei maggiori prezzi del petrolio di fine esercizio nella determinazione dell'*entitlement* di riserve secondo lo schema del *PSA*, i cui effetti sono stati parzialmente attenuati da revisioni positive connesse alla finalizzazione del *gas sale agreement*.

RESTO DEL MONDO

Australia Nell'agosto 2007 Eni ha firmato l'accordo per l'acquisto di una quota del 30% in quattro blocchi esplorativi *offshore* nell'Exmouth Plateau, una delle maggiori aree produttive di gas in Australia. I quattro blocchi sono situati a una profondità d'acqua di 2.000 metri. L'accordo prevede l'acquisto di un'ulteriore quota del 10% dopo la perforazione del primo pozzo esplorativo. Eni conseguirà il ruolo di operatore nella fase di sviluppo. Nel settembre 2007 Eni ha acquisito il 40% e l'*operatorship* del permesso esplorativo JPDA 06-105, situato nell'area *offshore* di cooperazione tra l'Australia e Timor Est. Nel permesso sono presenti due scoperte a petrolio non ancora sviluppate. Il programma esplorativo prevede la perforazione di un pozzo nel 2008.

Indonesia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta *offshore* di Tulip East (Eni 100%) e l'*appraisal* positivo del giacimento Aster (Eni 66,25%), erogando in fase di *test* 5 mila boe/giorno.
Nel gennaio 2007 Eni ha firmato con la compagnia indonesiana Pertamina un *Memorandum of Understanding* con l'obiettivo di individuare nuove opportunità congiunte di esplorazione e sviluppo.
Il principale progetto in corso riguarda lo sviluppo congiunto delle cinque scoperte a gas localizzate nell'area del Kutei Deep Water Basin (Eni 20%). La produzione sarà trattata presso l'impianto GNL di Bontang. Nel 2007 è



Stati Uniti (Golfo del Messico) - Piattaforma di produzione di Allegheny

stato presentato alle autorità competenti il piano di sviluppo definitivo.

Pakistan Attività esplorativa: a) nel permesso Gambat (Eni 30%) il pozzo esplorativo Tajjal 1 ha rinvenuto una mineralizzazione a gas alla profondità di 3.845 metri; b) nel permesso Kadanwari (Eni 18,42%, operatore) il pozzo di *appraisal* Kadanwari 18 ha confermato strati mineralizzati a gas alla profondità di circa 3.400 metri; c) nel permesso Latif (Eni 33,3%) il pozzo esplorativo Latif 1 ha dato esito positivo con una scoperta di idrocarburi alla profondità di 3.520 metri.
Nel 2007 è stato finalizzato con la compagnia di Stato PPL lo scambio di quote di partecipazione nei tre Blocchi *offshore* M, N e C. Per effetto dell'operazione Eni porta al 70% la partecipazione nei Blocchi M e N, e acquisisce l'*operatorship* con una quota del 60% nel Blocco C.

Russia Nell'ambito dell'alleanza strategica con Gazprom, nell'aprile 2007 Eni, tramite la partecipazione in SeverEnergia (60% Eni, 40% Enel), ex EniNeftegaz, ha acquisito il secondo lotto messo all'asta nel processo di liquidazione di Yukos, al prezzo di 3,73 miliardi di euro in quota Eni. Gli *asset* acquisiti includono: (i) la partecipazione totalitaria nelle tre società russe attive nella ricerca e sviluppo di gas naturale OAO Arctic Gas Company, ZAO Urengoil Inc e OAO Neftegaztechnologia, nonché *asset* minori che verranno venduti o liquidati. I due *partner* hanno attribuito a Gazprom l'opzione di acquisto sul 51% di SeverEnergia, esercitabile entro 24 mesi a partire dalla data di aggiudicazione dell'asta (per ulteriori informazioni su questo punto v. il commento ai risultati economico-finanziari, alla voce capitale immobilizzato/partecipazioni dello stato patrimoniale); (ii) la quota del 20% rilevata interamente da Eni in OAO Gazprom Neft. Eni ha attribuito a Gazprom l'opzione di acquisto sull'intero 20% di OAO Gazprom Neft, esercitabile entro 24 mesi a partire dalla data di aggiudicazione dell'asta (per ulteriori informazioni su questo punto v. il commento ai risultati economico-finanziari, alla voce capitale di esercizio netto dello stato patrimoniale). Le tre società russe acquisite possiedono importanti risorse prevalentemente a gas stimate in circa 2,5 miliardi di boe in quota Eni (nell'ipotesi che Gazprom eserciti l'opzione di acquisto), localizzate nella regione di Yamal Nenets, che produce le maggiori quantità di gas al mondo: (i) la OAO Arctic Gas Company possiede le due licenze di esplorazione e sviluppo di Samburgskii ed Yevo-Yahinskii, che includono sette giacimenti in fase di *appraisal*/sviluppo. I principali giacimenti sono Samburgskoye, per il quale sono in corso attività di sviluppo e sono stati svolti *test* di produzione, e Urengoiskoye; (ii) la ZAO Urengoil Inc. possiede la licenza di esplorazione e sviluppo del giacimento a gas e liquidi di Yaro-Yakhinskoye; (iii) la OAO Neftegaztechnologia possiede la licenza di esplorazione e sviluppo del giacimento Severo-Chasselskoye.
Nell'anno sono state valutate le azioni da intraprendere per il completamento e la messa in produzione degli *asset* acquisiti. Le attività avviate hanno riguardato la messa in sicurezza dei pozzi, gli studi per la ripresa della costruzione delle infrastrutture produttive e di trasporto nonché la definizione di un programma di acquisizione di dati sismografici. Sono in corso di definizione i relativi *gas sale agreement*.

Stati Uniti - Golfo del Messico Nel luglio 2007 Eni ha finalizzato l'acquisizione delle attività *upstream* nel Golfo del Messico di proprietà della Dominion Resources, una della maggiori compagnie energetiche americane. L'operazione del valore complessivo di 3,5 miliardi di euro ha riguardato *asset* con una produzione di circa 75 mila boe/giorno e un incremento delle riserve certe e probabili di 222 milioni di barili, corrispondenti ad un costo di acquisto unitario di 18,4 dollari al barile. Gli *asset* acquisiti situati nelle acque profonde e nella piattaforma continentale del Golfo del Messico comprendono: (i) giacimenti in produzione di petrolio e gas, i principali sono Devils Towers, Triton e Goldfinger (Eni 75%, operatore); (ii) scoperte in fase di *appraisal*/sviluppo, in particolare Front Runner (Eni 37,5%) e Thunderhawk (Eni 25%); (iii) licenze esplorative. Eni ritiene che le proprietà acquisite (circa il 60% operate) abbiano un significativo potenziale minerario. Facendo leva sul contributo degli *asset* acquisiti, la produzione Eni negli Stati Uniti raggiungerà il livello di 110 mila boe/giorno nel 2008.
L'attività di sviluppo condotta sulle proprietà acquisite ha portato a fine 2007 all'avvio dei tre giacimenti di San Jacinto (Eni 53,3%, operatore), Q (Eni 50%) e Spiderman

(Eni 36,7%), con una produzione di circa 25 mila boe/giorno. Lo sviluppo è stato attuato tramite installazioni sottomarine collegate alla piattaforma di produzione Independence Hub.
Nell'ottobre 2007, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata 26 nuovi blocchi esplorativi nella parte continentale e nell'*offshore* profondo del Golfo del Messico, della superficie lorda di 606 chilometri quadrati.
Il principale progetto in corso riguarda lo sviluppo della scoperta di Longhorn (Eni 75%) attraverso una piattaforma fissa alla quale saranno collegati pozzi sottomarini. L'avvio è atteso nel 2009 con un picco produttivo di 28 mila boe/giorno (circa 19 mila in quota Eni).

Stati Uniti - Alaska Nell'aprile 2007 Eni ha acquisito il 70% e l'*operatorship* del giacimento ad olio di Nikaitchuq, situato nell'*offshore* dell'estremo nord dell'Alaska, nella regione del North Slope. Eni, che deteneva già il 30% del campo, possiede ora il 100%. Nikaitchuq è il primo progetto che Eni potrà sviluppare in qualità di operatore nella regione. Lo sviluppo di Nikaitchuq avverrà per fasi con avvio a fine 2009 e un *plateau* di 25 mila barili/giorno atteso nel 2014. Nell'ottobre 2007 le autorità competenti hanno approvato il piano di sviluppo presentato da Eni.

Venezuela Nel giugno 2007 Eni ha firmato con PDVSA un *Memorandum of Understanding* per il passaggio delle attività di sviluppo del giacimento di Corocoro in Venezuela al regime di "impresa mista". Eni continuerà a possedere una partecipazione del 26% nell'attività. La finalizzazione dell'accordo è avvenuta il 5 dicembre 2007.
Nel febbraio 2008, Eni e le Autorità venezuelane hanno raggiunto l'accordo risolutivo della disputa sul giacimento di Dación oggetto di esproprio da parte della compagnia di Stato PDVSA il 1° aprile 2006. In base ai termini dell'accordo, Eni riceverà un indennizzo in denaro in linea con il valore di libro dell'*asset* espropriato.
Nel febbraio 2008 Eni ha firmato con la compagnia di Stato PDVSA un accordo strategico per lo sviluppo di un'area petrolifera nella Faja dell'Orinoco. L'accordo riguarda il blocco Junin 5 su un'area di circa 670 chilometri quadrati, con risorse potenziali di oltre 2,5 miliardi di barili di olio pesante. Al completamento degli studi e definizione del piano di sviluppo, il progetto sarà realizzato tramite una "impresa mista" composta da PDVSA (60%) e Eni (40%). Eni intende mettere a disposizione la propria esperienza e tecnologia per massimizzare la valorizzazione dell'olio pesante. In particolare sarà resa disponibile la tecnologia proprietaria EST (Eni *Slurry Technology*) in grado di convertire completamente gli oli pesanti in prodotti leggeri di elevata qualità.

Italia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas nell'*onshore* abruzzese con il pozzo Colle Sciarra 1. Nel 2007 sono stati avviati: (i) nell'*onshore* siciliano la concessione Fiumetto e Pizzo Tamburino, con una produzione, rispettivamente, di 600 boe/giorno e 1.000 boe/giorno; (ii) nell'*offshore* adriatico, il giacimento Tea/Arnica/Lavanda con un picco produttivo di un milione di metri cubi/giorno. Il gas prodotto è inviato alla centrale di Ravenna Mare; (iii) in Puglia, la prima fase del progetto Candela con 100 mila metri cubi/giorno attraverso il collegamento temporaneo alle *facility* di trasporto esistenti.
Le altre attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione dei giacimenti in produzione attraverso interventi di *sidetrack* e di *infilling* (Gela, Gagliano, Cervia, Barbara, Bonaccia ed Emma); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione e l'adeguamento delle *facility* di produzione in Val d'Agri; (iii) la prosecuzione dello sviluppo del giacimento a petrolio e gas naturale Miglianico, nell'*onshore* abruzzese. Tre pozzi di sviluppo già perforati saranno collegati a una centrale di trattamento del petrolio in corso di realizzazione per la successiva consegna alle strutture logistiche del settore Refining & Marketing. Il gas prodotto sarà immesso tramite un raccordo nella rete nazionale di trasporto. Lo *start-up* è previsto nel secondo semestre del 2009 con un picco produttivo di 7 mila boe/giorno.

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (6.625 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo, realizzati prevalentemente all'estero, in particolare in Kazakhstan, Angola, Egitto e Congo. In Italia, gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione pozzi di sviluppo e di completamento in Val d'Agri, nonché interventi di *sidetrack* e di *infilling* nelle aree mature. Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato per il 94% le attività all'estero, in particolare Golfo del Messico, Egitto, Brasile, Norvegia e Nigeria. Le attività in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area della Sicilia *offshore*.
L'acquisto di riserve *proved* e *unproved* ha riguardato l'acquisto del 70% del giacimento Nikaitchuq in Alaska, raggiungendo il 100% della titolarità.
Nel 2007 gli investimenti tecnici aumentano di 1.422 milioni di euro rispetto al 2006 (+27,3%), per effetto essenzialmente della crescita nella ricerca esplorativa nel Golfo del Messico, Brasile, Egitto, Congo e Timor Est e della maggiore attività di sviluppo in Congo, Egitto, Italia, Angola e Kazakhstan.

Investimenti tecnici (milioni di euro)	2005	2006	2007	Var. ass.	Var. %
Acquisto di riserve *proved* e *unproved*	**301**	**152**	**96**	**(56)**	**(36,8)**
Italia		139			
Africa Settentrionale		10	11		
Africa Occidentale	60				
Area Caspio	169				
Resto del mondo	72	3	85		
Esplorazione	**656**	**1.348**	**1.659**	**311**	**23,1**
Italia	38	128	104	(24)	(18,8)
Africa Settentrionale	153	270	380	110	40,7
Africa Occidentale	75	471	239	(232)	(49,3)
Mare del Nord	126	174	193	19	10,9
Area Caspio	15	25	36	11	44,0
Resto del mondo	249	280	707	427	..
Sviluppo	**3.952**	**3.629**	**4.788**	**1.159**	**31,9**
Italia	411	403	606	203	50,4
Africa Settentrionale	1.007	701	948	247	35,2
Africa Occidentale	889	864	1.343	479	55,4
Mare del Nord	385	406	397	(9)	(2,2)
Area Caspio	593	593	733	140	23,6
Resto del mondo	667	662	761	99	15,0
Altro	**56**	**74**	**82**	**8**	**10,8**
	4.965	**5.203**	**6.625**	**1.422**	**27,3**

Attività di stoccaggio

Lo stoccaggio di gas naturale è svolto dalla Stoccaggi Gas Italia SpA ("Stogit"), cui il 31 ottobre 2001 è stata conferita da Eni SpA e dalla Snam SpA la relativa attività, in ottemperanza all'obbligo, previsto dall'art. 21 del D.Lgs. 23 maggio 2000 n. 164, di separazione societaria dello stoccaggio dalle altre attività del settore del gas.

I servizi di stoccaggio sono prestati mediante otto campi di stoccaggio distribuiti sul territorio nazionale, sulla base di dieci concessioni di stoccaggio[4] rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Economico.

Nel 2007 la quota di capacità utilizzata dai clienti terzi è stata pari al 56%. Dall'inizio attività, la società ha aumentato considerevolmente il numero dei clienti e la quota dei ricavi terzi; quest'ultima, da valori iniziali non significativi, è passata al 43%.

		2005	2006	2007
Capacità disponibili:				
modulazione e minerari	(miliardi di metri cubi)	7,5	8,4	8,5
- di cui quota utilizzata da Eni	(%)	44	54	44
strategico	(miliardi di metri cubi)	5,1	5,1	5,1
Clienti servizi di stoccaggio	(numero)	35	38	44

(4) Di cui due attualmente non operative.

Gas & Power



Principali indicatori di *performance*		2005	2006	2007
Ricavi [a]	(milioni di euro)	22.969	28.368	**27.633**
Utile operativo		3.321	3.802	**4.127**
Utile operativo *adjusted*		3.531	3.882	**4.092**
Utile netto *adjusted*		2.552	2.862	**2.936**
EBITDA pro-forma *adjusted*		4.320	4.896	**5.077**
Investimenti tecnici		1.152	1.174	**1.366**
Capitale investito netto *adjusted*		18.898	18.864	**20.547**
ROACE adjusted	(%)	13,7	15,1	**14,9**
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	94,21	98,10	**98,96**
di cui: vendite E&P [b]		4,51	4,69	**5,39**
Vendite di GNL		7,0	9,9	**11,7**
Clienti in Italia	(milioni)	6,02	6,54	**6,61**
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	85,10	87,99	**83,28**
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	27,56	31,03	**33,19**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	12.324	12.074	**11.582**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.
(b) Include le vendite di gas di E&P in Europa (4,51, 4,07 e 3,59 miliardi di metri cubi, rispettivamente nel 2005, nel 2006 e nel 2007) e, a partire dal 2006, nel Golfo del Messico (0,62 e 1,8 miliardi di metri cubi, rispettivamente nel 2006 e nel 2007).

Alleanza con Gazprom: progetto South Stream

› Nell'ambito dell'alleanza strategica con Gazprom è stato definito nelle sue linee essenziali il progetto di realizzazione del nuovo sistema di trasporto su *pipeline* South Stream, che consentirà di importare in Europa gas di provenienza russa attraverso il Mar Nero. L'iniziativa si inquadra nella strategia di espansione internazionale delle attività gas e supporterà Eni nella valorizzazione delle riserve acquisite in Russia.

Espansione in Francia

› È stata acquisita una significativa quota di partecipazione in Altergaz, principale operatore indipendente del mercato francese del gas naturale con una presenza nei segmenti *retail* e piccola industria. Eni supporterà lo sviluppo di Altergaz attraverso la fornitura a regime di 1,3 miliardi di metri cubi/anno per dieci anni.

Risultati finanziari

› Il settore conferma la capacità di conseguire *performance* finanziarie stabili e di elevato livello. Nel 2007 l'utile netto *adjusted* è stato di 2,94 miliardi di euro con un incremento del 2,6% rispetto al 2006 dovuto essenzialmente al miglioramento della *performance* operativa.

› Il *ROACE adjusted* è stato del 14,9% (15,1% nel 2006).

› Sono stati investiti 1,37 miliardi di euro per lo sviluppo e il mantenimento delle reti di trasporto e di distribuzione in Italia, il potenziamento delle linee di importazione e il programma di espansione della capacità di generazione elettrica.

Risultati operativi

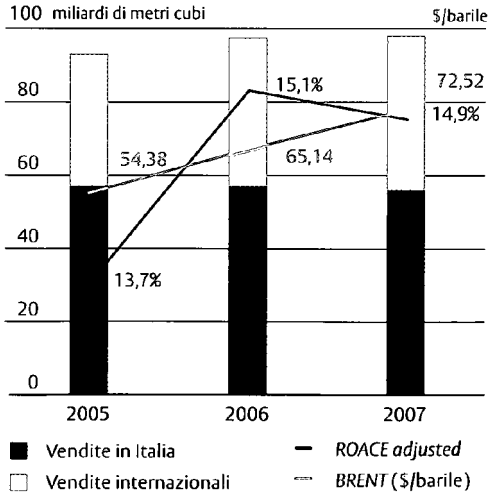
› Nel 2007 le vendite di gas naturale di 98,96 miliardi di metri cubi sono aumentate di circa l'1% rispetto al 2006 per effetto della crescita sui mercati internazionali, in particolare per le maggiori vendite nei mercati europei *target* (+17,6%, in particolare in Spagna, Turchia, Francia e Nord Europa) e di GNL sui mercati nordamericano e asiatico.

› L'obiettivo al 2011 è di conseguire un volume di vendite di oltre 110 miliardi di metri cubi facendo leva sulla crescita delle vendite internazionali per le quali è previsto un tasso di incremento medio annuo del 9%.

› Le vendite di energia elettrica di 33,19 terawattora sono aumentate di 2,16 terawattora rispetto al 2006, pari al 7%.

› I volumi di gas trasportati sulla rete in Italia di 83,28 miliardi di metri cubi sono diminuiti di 5,4% rispetto al 2006.

Redditività solida e stabile



GAS NATURALE

Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 83,80 miliardi di metri cubi con una riduzione di 5,47 miliardi di metri cubi rispetto al 2006 (-6,1%). I volumi di gas approvvigionati all'estero (75,15 miliardi di metri cubi dalle società consolidate) pari al 90% del totale sono diminuiti di 3,91 miliardi di metri cubi rispetto al 2006 (-4,9%), per effetto del clima mite in tutta Europa con relativi minori ritiri: (i) dai Paesi Bassi (-2,54 miliardi di metri cubi); (ii) dalla Russia (-2,51 miliardi di metri cubi), anche per effetto dell'implementazione degli accordi con Gazprom che prevedono l'ingresso di Gazprom nel mercato delle forniture agli importatori italiani e la corrispondente riduzione dei prelievi Eni; (iii) dall'Algeria via *pipeline* (-2,29 miliardi di metri cubi). In aumento gli approvvigionamenti di gas libico (+1,54 miliardi di metri cubi) e di gas russo venduto in Turchia (+0,97 miliardi di metri cubi) in linea con la crescita delle produzioni di gas *equity* in Libia e della domanda di gas del mercato turco.

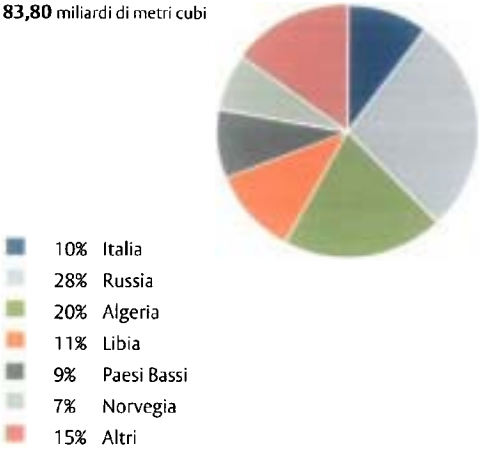
Gli approvvigionamenti in Italia (8,65 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 1,56 miliardi di metri cubi rispetto al 2006, pari al 15,3%, per effetto della flessione della produzione nazionale.

I volumi di gas da produzioni *equity* sono stati di circa 20 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 20% del totale delle disponibilità per la vendita. I principali flussi di gas *equity* sono rappresentati dalla produzione: (i) dei giacimenti nazionali (7,87 miliardi di metri cubi); (ii) dei giacimenti libici Wafa e Bahr Essalam la cui produzione è in gran parte importata in Italia attraverso il gasdotto GreenStream. Nel 2007 i due giacimenti hanno fornito 3,62 miliardi di metri cubi in quota Eni; (iii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (5,81 miliardi di metri cubi); (iv) del Golfo del Messico (1,8 miliardi di metri cubi); (v) del terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria.

Approvvigionamenti di gas naturale (miliardi di metri cubi)	2005	2006	**2007**	Var. ass.	Var. %
Italia	**10,73**	**10,21**	**8,65**	**(1,56)**	**(15,3)**
Russia per l'Italia	21,03	21,30	**18,79**	(2,51)	(11,8)
Russia per Turchia	2,47	3,68	**4,65**	0,97	26,4
Algeria	19,58	18,84	**16,55**	(2,29)	(12,2)
Paesi Bassi	8,29	10,28	**7,74**	(2,54)	(24,7)
Norvegia	5,78	5,92	**5,78**	(0,14)	(2,4)
Libia	4,61	7,70	**9,24**	1,54	20,0
Regno Unito	2,28	2,50	**3,15**	0,65	26,0
Ungheria	3,63	3,28	**2,87**	(0,41)	(12,5)
Croazia	0,43	0,86	**0,54**	(0,32)	(37,2)
Algeria (GNL)	1,45	1,58	**1,86**	0,28	17,7
Altri (GNL)	0,69	1,57	**2,32**	0,75	47,8
Altri acquisti Europa	0,41	0,78	**0,76**	(0,02)	(2,6)
Extra Europa	1,18	0,77	**0,90**	0,13	16,9
Estero	**71,83**	**79,06**	**75,15**	**(3,91)**	**(4,9)**
Totale approvvigionamenti delle società consolidate	**82,56**	**89,27**	**83,80**	**(5,47)**	**(6,1)**
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	0,84	(3,01)	**1,49**	4,50	..
Perdite di rete e differenze di misura	(0,78)	(0,50)	**(0,46)**	0,04	(8,0)
Disponibilità per la vendita delle società consolidate	**82,62**	**85,76**	**84,83**	**(0,93)**	**(1,1)**
Disponibilità per la vendita delle società collegate	7,08	7,65	8,74	1,09	14,2
Volumi E&P	4,51	4,69	5,39	0,70	14,9
Totale disponibilità per la vendita	**94,21**	**98,10**	**98,96**	**0,86**	**0,9**

Approvvigionamenti di gas naturale

83,80 miliardi di metri cubi



TAKE-OR-PAY

Per coprire la crescita attesa della domanda europea di gas naturale nel medio e lungo termine, in particolare della domanda italiana, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali. In particolare, a seguito dell'accordo strategico con Gazprom firmato nel 2006 ed entrato in vigore il 1° febbraio 2007 in virtù del quale è stata prolungata fino al 2035 la durata dei contratti di approvvigionamento dalla Russia, la vita residua media del portafoglio di contratti Eni è di circa 22 anni. A regime, nel 2010, i contratti di fornitura di lungo termine, che prevedono clausole *take-or-pay*, consentiranno a Eni di approvvigionare circa 62,4 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale. Nel lungo termine, nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, *trend* sfavorevoli nell'andamento della domanda e dell'offerta di gas in Italia, anche a seguito dell'eventuale realizzazione di tutti gli investimenti annunciati in nuove infrastrutture di approvvigionamento, nonché l'evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono elementi di rischio per l'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti di *take-or-pay*.

Vendite di gas naturale

Nel 2007 le vendite di gas naturale (98,96 miliardi di metri cubi inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate in quota Eni e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) sono aumentate di 0,86 miliardi di metri cubi rispetto al 2006, pari allo 0,9%, per effetto della crescita registrata sui mercati internazionali, in particolare nelle principali aree di consumo *target* del resto d'Europa (+3,64 miliardi di metri cubi) e in extra Europa (+0,91 miliardi di metri cubi), solo in parte assorbita dalle minori vendite agli importatori in Italia (-3,43 miliardi di metri cubi) e dalla flessione delle vendite in Italia (-0,96 miliardi di metri cubi).

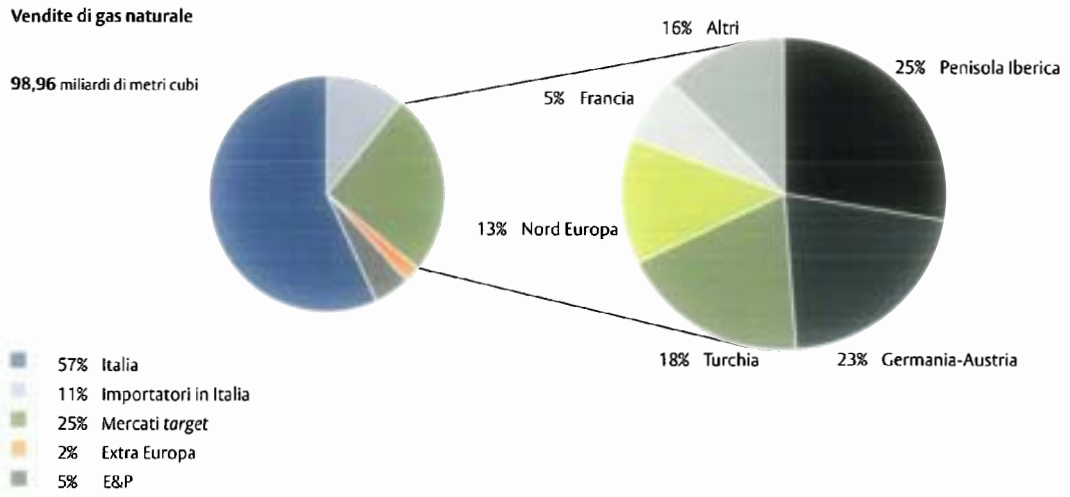
Le vendite in Italia (56,13 miliardi di metri cubi, inclusi gli autoconsumi) sono diminuite di 0,96 miliardi di metri cubi, pari all'1,7%; la riduzione ha riguardato in particolare i segmenti industriale (-1,56 miliardi di metri cubi), anche in relazione alla pressione competitiva, e residenziale (-0,64 miliardi di metri cubi), principalmente per effetto del clima; in aumento le vendite ai termoelettrici (+0,54 miliardi di metri cubi), ai grossisti (+0,38 miliardi di metri cubi) e le vendite in base al programma di *Gas release*[1] (+0,37 miliardi di metri cubi), in relazione a nuovi impegni con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

Le vendite agli importatori in Italia (10,67 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 3,43 miliardi di metri cubi in particolare per la circostanza che parte delle forniture di gas libico è stata sostituita con vendite dirette in Italia agli stessi clienti in relazione all'esigenza di ottimizzare la produzione dei giacimenti Eni, nonché per la cessazione del contratto con Promgas.

Le vendite nei mercati *target* del resto d'Europa (24,35 miliardi di metri cubi, incluse le società collegate) sono aumentate di 3,64 miliardi di metri cubi, pari al 17,6%, anche in termini di quota di mercato, essenzialmente per effetto della crescita registrata in: (i) Spagna (+1,67 miliardi di metri cubi) per le maggiori forniture al settore termoelettrico; (ii) Turchia (+0,94 miliardi di metri cubi), in relazione alla progressiva regimazione delle vendite attraverso il gasdotto Blue Stream; (iii) Francia (+0,55 miliardi di metri) per effetto delle azioni di *marketing* intraprese nei segmenti piccola industria e residenziale; (iv) Nord Europa (+0,53 miliardi di metri cubi).

Le vendite nei mercati dell'extra Europa (2,42 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,91 miliardi di metri cubi, registrando una crescita del 60,3% attribuibile all'aumento dei volumi di GNL venduti sui mercati dell'Estremo Oriente e degli Stati Uniti da parte della collegata Unión Fenosa Gas (Eni 50%).

(1) Nel giugno 2004 è stata concordata con l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato la cessione da parte di Eni, al punto di entrata di Tarvisio della rete nazionale di gasdotti, di un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas naturale (2,3 miliardi di metri cubi l'anno) nei quattro anni termici del periodo 1° ottobre 2004 - 30 settembre 2008. Nel marzo 2007 è stato concordato un nuovo programma di gas *release* per un volume complessivo di 4 miliardi di metri cubi da cedere al punto di scambio virtuale nei due anni termici del periodo 1° ottobre 2007 - 30 settembre 2009.



Vendite di gas per mercato (miliardi di metri cubi)	2005	2006	**2007**	Var. ass.	Var. %
Italia	**58,08**	**57,09**	**56,13**	**(0,96)**	**(1,7)**
Grossisti	12,05	11,54	**11,92**	0,38	3,3
Gas release	1,95	2,00	**2,37**	0,37	18,5
Industriali	13,07	13,33	**11,77**	(1,56)	(11,7)
Termoelettrici	17,60	16,67	**17,21**	0,54	3,2
Residenziali	7,87	7,42	**6,78**	(0,64)	(8,6)
Autoconsumi	5,54	6,13	**6,08**	(0,05)	(0,8)
Resto d'Europa	**29,91**	**34,81**	**35,02**	**0,21**	**0,6**
Importatori in Italia	11,53	14,10	**10,67**	(3,43)	(24,3)
Mercati *target*	18,38	20,71	**24,35**	3,64	17,6
Penisola Iberica	*4,59*	*5,24*	**6,91**	*1,67*	*31,9*
Germania-Austria	*4,23*	*4,72*	**5,03**	*0,31*	*6,6*
Turchia	*2,46*	*3,68*	**4,62**	*0,94*	*25,5*
Nord Europa	*2,93*	*2,62*	**3,15**	*0,53*	*20,2*
Ungheria	*3,39*	*3,10*	**2,74**	*(0,36)*	*(11,6)*
Francia	*0,15*	*1,07*	**1,62**	*0,55*	*51,4*
Altro	*0,63*	*0,28*	**0,28**		
Extra Europa	1,71	1,51	**2,42**	**0,91**	**60,3**
E&P in Europa e nel Golfo del Messico	**4,51**	**4,69**	**5,39**	**0,70**	**14,9**
Totale vendite gas mondo	**94,21**	**98,10**	**98,96**	**0,86**	**0,9**

Vendite di gas per entità (miliardi di metri cubi)	2005	2006	**2007**	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate	**82,62**	**85,76**	**84,83**	**(0,93)**	**(1,1)**
Italia (inclusi autoconsumi)	58,01	57,07	**56,08**	(0,99)	(1,7)
Resto d'Europa	23,44	27,93	**27,86**	(0,07)	(0,3)
Extra Europa	1,17	0,76	**0,89**	0,13	17,1
Vendite delle società collegate (quota Eni)	**7,08**	**7,65**	**8,74**	1,09	14,2
Italia	**0,07**	0,02	**0,05**	0,03	..
Resto d'Europa	6,47	6,88	**7,16**	0,28	**4,1**
Extra Europa	0,54	0,75	**1,53**	0,78	..
E&P in Europa e nel Golfo del Messico	**4,51**	**4,69**	**5,39**	**0,70**	**14,9**
Totale vendite gas mondo	**94,21**	**98,10**	**98,96**	**0,86**	**0,9**

Vendite di GNL (miliardi di metri cubi)	2005	2006	**2007**	Var. ass.	Var.%
Vendite G&P	**3,7**	**6,4**	**8,0**	**1,6**	**25,0**
Italia	0,7	1,5	**1,2**	(0,3)	(20,0)
Penisola Iberica	3,0	4,4	**5,6**	1,2	27,3
Mercati extra europei		0,5	**1,2**	0,7	..
Vendite E&P	**3,3**	3,5	**3,7**	**0,2**	**5,7**
Terminali:					
Bontang (Indonesia)	1,2	0,9	**0,7**	(0,2)	(22,2)
Point Fortin (Trinidad e Tobago)	0,6	0,4	**0,6**	0,2	50,0
Bonny (Nigeria)	1,5	1,8	**2,0**	0,2	11,1
Darwin (Australia)		0,4	**0,4**		
	7,0	**9,9**	**11,7**	**1,8**	**18,2**

GNL

Nel 2007, le vendite di GNL (11,7 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 1,8 miliardi di metri cubi rispetto al 2006, pari al 18,2%. In particolare le vendite del settore Gas & Power (8 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) sono incrementate di 1,6 miliardi di metri cubi rispetto al 2006 (+25%) per i maggiori volumi commercializzati in Penisola Iberica e sui mercati di Estremo Oriente e Stati Uniti attraverso Unión Fenosa Gas (Eni 50%).

Vendite di energia elettrica

Nel 2007 le vendite di energia elettrica (33,19 terawattora) sono aumentate di 2,16 terawattora rispetto al 2006, pari al 7%. L'incremento è dovuto essenzialmente alle maggiori disponibilità per il pieno esercizio dei gruppi del sito di Brindisi e all'aumento dell'energia elettrica acquistata da terzi in Italia e all'estero (7,7 terawattora, +24%). Le vendite di vapore (10.849 mila di tonnellate) sono aumentate di 562 mila tonnellate rispetto al 2006, pari al 5,5% e sono state destinate a clienti utilizzatori finali.

Le vendite di energia elettrica di 33,19 terawattora sono state destinate ai clienti del mercato libero (63%), borsa elettrica (26%), siti industriali (8%) e GSE/Cip 6 (3%). In particolare, nell'ambito del mercato libero, Eni ha fatto ingresso nel segmento residenziale con il lancio dell'offerta integrata di gas e energia elettrica (*dual offer*) che ha portato all'acquisizione nell'anno di circa 120.000 clienti.

A tal fine, Eni ha implementato il progetto di riassetto delle attività Power in base al quale le attività di commercializzazione di energia elettrica, fino a tutto il 2006 condotte dalla società EniPower, sono svolte direttamente da Eni Gas & Power consentendo di gestire in maniera integrata il portafoglio gas - elettricità e di sviluppare l'offerta commerciale congiunta. Le attività di generazione di energia elettrica sono rimaste in capo ad EniPower.

Vendite di energia elettrica (terawattora)	2005	2006	**2007**	Var. ass.	Var.%
Mercato libero	14,76	16,22	**20,73**	4,51	27,8
Borsa elettrica	7,74	9,67	**8,66**	(1,01)	(10,4)
Siti	2,71	2,70	**2,81**	0,11	4,1
GSE/CIP 6	2,35	2,44	**0,99**	(1,45)	(59,4)
	27,56	**31,03**	**33,19**	**2,16**	**7,0**
Produzione di energia elettrica	22,77	24,82	**25,49**	0,67	2,7
Acquisti di energia elettrica	4,79	6,21	**7,70**	1,49	24,0

Trasporto e rigassificazione di gas naturale

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (83,28 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 4,71 miliardi di metri cubi rispetto al 2006, pari al 5,4%, essenzialmente a causa dei minori quantitativi di gas immessi in rete per la ricostituzione degli stoccaggi.

I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi (30,89 miliardi di metri cubi) sono stati sostanzialmente in linea con il 2006.

Nel 2007 il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 2,38 miliardi di metri cubi di gas naturale (3,13 miliardi di metri cubi nel 2006), effettuando 73 scarichi da navi metaniere (96 nel 2006).

Volumi di gas naturale trasportati [a] (miliardi di metri cubi)	2005	2006	2007	Var. ass.	Var. %
Per conto Eni	54,88	57,09	52,39	(4,70)	(8,2)
Per conto terzi	30,22	30,90	30,89	(0,01)	
Enel	9,90	9,67	9,36	(0,31)	(3,2)
Edison Gas	7,78	8,80	7,16	(1,64)	(18,6)
Altri	12,54	12,43	14,37	1,94	15,6
	85,10	87,99	83,28	(4,71)	(5,4)

(a) Comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.

Iniziative di sviluppo

MERCATO

Azioni commerciali in Francia: acquisto di una partecipazione in Altergaz

Il 28 giugno 2007 Eni ha firmato l'accordo per l'acquisizione della partecipazione del 27,8% nella società Altergaz, principale operatore indipendente del mercato francese del gas naturale attivo nella fornitura ai settori della piccola industria e del residenziale. L'operazione ha comportato l'esborso di 20,3 milioni di euro. Eni esercita il controllo congiunto della società per effetto di un patto parasociale con i soci fondatori e, a partire dal 2010, potrà rilevare le quote in possesso di tali soci ottenendo il controllo esclusivo in forza di un'opzione di acquisto. Nel gennaio 2008 Eni ha rilevato un ulteriore 10% del capitale di Altergaz posseduto da un investitore istituzionale. Altergaz fornisce circa 3.500 clienti della piccola industria con un fatturato di circa 60 milioni di euro, avendo l'accesso alle infrastrutture di trasporto, distribuzione e stoccaggio francesi e le autorizzazioni a esercitare attività di vendita ai settori della piccola industria, Pubblica Amministrazione e *retail* (residenziale e commerciale). Eni supporterà lo sviluppo di Altergaz nei mercati *retail* e piccola industria attraverso un contratto di fornitura decennale di 1,3 miliardi di metri cubi/anno. In particolare, il mercato *retail* francese liberalizzato a partire dal 1° luglio 2007 presenta significative opportunità di sviluppo con 11,5 milioni di clienti e consumi pari a circa il 60% dei consumi nazionali di gas.

L'operazione si inquadra nella strategia di crescita internazionale nella commercializzazione di gas e rafforza ulteriormente la *leadership* europea di Eni nel mercato del gas.

BUSINESS DEL GNL

Egitto

Eni attraverso Unión Fenosa Gas partecipa con il 40% nell'impianto di liquefazione di Damietta che produce circa 5 milioni di tonnellate/anno di GNL equivalenti a circa 7,6 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale. Nel 2007 il settore Gas & Power ha ritirato 0,8 milioni di tonnellate di GNL per la commercializzazione sul mercato europeo.

I *partner* del progetto (Unión Fenosa Gas e la società egiziana EGAS con i produttori Eni e BP) hanno definito il piano di raddoppio della capacità dell'impianto. Il progetto è previsto ottenere la ratifica da parte delle competenti autorità egiziane nel primo semestre del 2008.

Spagna

Attraverso Unión Fenosa Gas, Eni partecipa con il 21,25% nell'impianto di rigassificazione di Sagunto (Valencia) della capacità di circa 6,7 miliardi di metri cubi/anno. La capacità riservata a Eni è pari a 1,6 miliardi di metri cubi/anno. Nel 2007 sono state rigassificate 0,9 milioni di tonnellate di GNL in conto Eni equivalenti a 1,4 miliardi di metri cubi per la commercializzazione diretta sul mercato iberico, in particolare ai clienti termoelettrici. È in corso il piano di incremento della capacità dell'impianto di 0,8 miliardi di metri cubi/anno con entrata in esercizio nel 2009 e l'ampliamento della capacità di

stoccaggio con un terzo serbatoio. Sempre attraverso Unión Fenosa Gas Eni partecipa con il 9,5% nell'impianto di rigassificazione di El Ferrol (Galizia), entrato in esercizio nella seconda parte del 2007. L'impianto ha una capacità di rigassificazione di circa 3,6 miliardi di metri cubi/anno. La capacità riservata in quota Eni sarà pari a 0,4 miliardi di metri cubi/anno. Sempre attraverso Unión Fenosa Gas, Eni ha acquisito la società spagnola Nuelgas, che possiede piccoli campi di produzione di gas naturale in fase di esaurimento, con l'obiettivo di convertirli in stoccaggi sotterranei.

USA

Eni ha in programma lo sviluppo del *business* GNL nel mercato strategico degli Stati Uniti dove è presente attraverso la partecipazione del 40% nel terminale di rigassificazione in costruzione a Cameroun, sulla costa della Louisiana, della capacità iniziale di 15,5 miliardi di metri cubi/anno, 6 in quota Eni. Nell'ambito delle iniziative volte ad assicurare le forniture all'impianto:

i) nel febbraio 2007 Eni ha firmato un accordo ventennale con la Nigeria LNG Ltd per l'acquisto di 1,375 milioni di tonnellate/anno di GNL (pari a circa 2 miliardi di metri cubi), derivanti dall'ampliamento della capacità di liquefazione (Train 7) del terminale di Bonny in Nigeria, previsto per il 2012;

ii) sono in corso trattative con Brass LNG Ltd per l'acquisto di 1,67 milioni di tonnellate/anno di GNL (pari a circa 2,3 miliardi di metri cubi/anno).

Nel dicembre 2007, Eni ha acquisito una quota pari a circa 5,6 miliardi di metri cubi/anno della capacità del terminale di rigassificazione che sarà costruito presso Pascagoula in Mississippi. L'iniziativa è collegata al progetto Angola LNG in *partnership* con la società di stato angolana Sonangol (v. il settore Exploration & Production) per la realizzazione di un impianto di liquefazione del gas naturale prodotto in Angola destinato al mercato Nordamericano con un flusso annuo di 5,2 milioni di tonnellate di GNL (equivalenti a circa 7,3 miliardi di metri cubi sul mercato di consumo). Gli accordi con Sonangol prevedono, tra l'altro, il diritto di Eni di ottenere una quota di gas *equity* pari a 0,94 miliardi di metri cubi/anno rigassificato presso Pascagoula per la successiva commercializzazione.

Italia

Eni ha in programma l'incremento della capacità dell'esistente terminale di Panigaglia per ulteriori 4,5 miliardi di metri cubi/anno con entrata a regime nel 2014. Inoltre sono stati effettuati studi preliminari per la realizzazione di un terminale di rigassificazione *offshore* finalizzati ad individuare le possibili soluzioni tecniche.

INFRASTRUTTURE DI TRASPORTO

Alleanza con Gazprom: progetto South Stream

Il 23 giugno 2007, nell'ambito dell'alleanza strategica con Gazprom, Eni ha firmato un *Memorandum of Understanding* per la realizzazione del nuovo sistema di trasporto su *pipeline* South Stream, che consentirà di importare in Europa gas di provenienza russa attraverso il Mar Nero.

L'intesa prevede lo studio della fattibilità tecnica ed economica del progetto, le opportune verifiche politiche e regolatorie e definisce le modalità di collaborazione tra i due *partner* per la progettazione, il finanziamento, la costruzione e la gestione tecnica e commerciale dell'opera. La capacità di trasporto dell'infrastruttura sarà determinata in base alle analisi di mercato sui fabbisogni dei Paesi di transito e dei Paesi d'arrivo. A tal fine i due *partner* hanno costituito la società paritetica South Stream AG che ha l'obiettivo di completare entro la fine del 2008 lo studio di fattibilità tecnica, economica e politica del progetto. Una valutazione effettuata da Saipem indica che i costi di realizzazione di tale progetto sono analoghi a quelli che si sosterrebbero per la realizzazione di un'intera filiera GNL.

Il South Stream sarà costituito da due tratti: (i) la sezione *offshore* prevede l'attraversamento del Mar Nero dalla costa russa di Beregovaya (stesso punto di partenza del Blue Stream) a quella bulgara di Varna, con un percorso complessivo di circa 900 chilometri e profondità massime di oltre 2.000 metri; (ii) la sezione *onshore* prevede l'attraversamento della Bulgaria con due possibili opzioni: una tratta verso Nord Ovest che realizzerebbe l'attraversamento di Serbia e Ungheria per connettersi ai gasdotti provenienti dalla Russia; una tratta verso Sud Ovest che realizzerebbe l'attraversamento di Grecia e Albania per connettersi alla rete nazionale italiana. Eni e Gazprom realizzeranno il progetto utilizzando le più moderne tecnologie nel rispetto dei più avanzati criteri ambientali.

L'implementazione dell'accordo consentirà a Eni di valorizzare ulteriormente le recenti acquisizioni degli *asset* gas ex-Yukos.

GreenStream - Libia

Eni intende realizzare il potenziamento del gasdotto di importazione dalla Libia per consentire un aumento della capacità di trasporto da 8 a 11 miliardi di metri cubi/anno entro il 2012.

TAG - Russia

La capacità di trasporto del gasdotto, pari a 37 miliardi di metri cubi/anno, sarà aumentata di 6,5 miliardi di metri cubi/anno. La prima *tranche* del potenziamento, con

entrata in esercizio attualmente prevista dal 1° ottobre 2008, prevede un incremento della capacità di 3,2 miliardi di metri cubi/anno; la relativa procedura di assegnazione verso terzi é stata perfezionata nel febbraio 2006. La seconda *tranche* da 3,3 miliardi di metri cubi/anno, invece, è prevista entrare in esercizio nel IV trimestre del 2009 a causa delle difficoltà nell'ottenimento dei permessi di costruzione da parte delle autorità locali; la relativa procedura di allocazione si terrà nel corso del 2008.

TTPC - Algeria

La capacità di trasporto del gasdotto, pari a 27 miliardi di metri cubi/anno, sarà aumentata di 6,5 miliardi di metri cubi/anno. La prima *tranche* del potenziamento, con entrata in esercizio attualmente prevista dal 1°aprile 2008, prevede un incremento della capacità di 3,2 miliardi di metri cubi/anno; la relativa procedura di assegnazione verso terzi è stata perfezionata nel novembre 2005. Per la seconda *tranche* da 3,3 miliardi di metri cubi/anno, invece, si prevede l'entrata in esercizio nell'ottobre 2008; la relativa procedura di allocazione verso terzi si è conclusa nel febbraio 2007.

La capacità di trasporto del TMPC, il gasdotto a valle del TTPC che realizza l'attraversamento sottomarino del Canale di Sicilia, è già adeguata alla nuova capacità del TTPC.

Sono inoltre allo studio progetti di potenziamento della capacità delle dorsali di importazione dai Paesi Bassi e dalla Norvegia (gasdotti Tenp e Transitgas).

Galsi

Snam Rete Gas ha allo studio la realizzazione della sezione italiana del nuovo gasdotto di importazione Galsi che collegherà l'Algeria all'Italia attraverso la Sardegna con una capacità di 8 miliardi di metri cubi/anno.
La sezione italiana di questa nuova infrastruttura sarà costituita da un tratto *onshore* che attraverserà la Sardegna e un tratto *offshore* che raggiungerà la Toscana dove si collegherà con la rete nazionale per uno sviluppo complessivo di 600 chilometri. La società Galsi sarà responsabile dello sviluppo dell'ingegneria, dell'ottenimento dei permessi e delle principali autorizzazioni necessarie e Snam Rete Gas sarà responsabile della realizzazione dell'opera e della successiva gestione dell'attività di trasporto.



Italia - Portovenere, gasiera LNG Lerici

Regolamentazione

Decreto Legislativo n. 164/2000

Il Decreto Legislativo n. 164/2000 impone, fino al 31 dicembre 2010, limiti dimensionali a tutti gli operatori del mercato del gas naturale commisurati a una quota dei consumi nazionali fissata rispettivamente: (i) al 75%, a decorrere dal 1° gennaio 2002, per le immissioni di gas nella rete nazionale di gasdotti sia di importazione sia di produzione nazionale ai fini della vendita; la quota si riduce annualmente di 2 punti percentuali a partire dal 2003 fino a raggiungere il 61% nel 2009; (ii) al 50%, a decorrere dal 1° gennaio 2003, per le vendite ai clienti finali. Le quote sono calcolate al netto dell'autoconsumo di gas naturale e, per le vendite, anche delle perdite di sistema.
Il decreto prevede un meccanismo di verifica del rispetto delle quote. La verifica è effettuata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato a partire dalla chiusura del primo triennio di regolamentazione e, successivamente, su base annuale confrontando la quota media consuntivata da ciascun operatore nel triennio che si chiude con l'anno di verifica con la quota media consentita ai sensi del decreto nello stesso periodo. Il 2007 chiude il quarto triennio di regolamentazione delle immissioni in rete, nel quale la quota media consentita è pari al 67% dei consumi nazionali di gas naturale, e il terzo triennio di regolamentazione delle vendite ai clienti finali. La presenza di Eni nel mercato italiano è risultata entro i detti limiti.

GENERAZIONE ELETTRICA

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi e Ferrara. Nel 2007 la produzione di energia elettrica è stata di 25,49 terawattora con un aumento di 0,67 terawattora rispetto al 2006, pari al 2,7%, per effetto essenzialmente del pieno esercizio della centrale di Brindisi; al 31 dicembre 2007 la potenza installata è di 4,9 gigawatt. Entro il 2010 Eni prevede di completare il programma di espansione della capacità di generazione con l'obiettivo di una potenza in esercizio di 5,5 gigawatt. Il programma di sviluppo è in corso presso la centrale di Ferrara (Eni 51%) dove in *partnership* con la società EGL Luxembourg AG è in corso la realizzazione di due nuovi gruppi di potenza a ciclo combinato da 390 megawatt ciascuno che porteranno la capacità installata della centrale a 840 megawatt. L'entrata in esercizio è prevista nel 2008. Inoltre nel 2008 è previsto l'avvio della realizzazione di un gruppo di potenza da 240 megawatt presso la centrale di Taranto (capacità attuale 75 megawatt).

		2005	2006	2007	Var. ass.	Var.%
Acquisti						
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.384	4.775	**4.860**	85	1,8
Altri combustibili	(migliaia di tep)	563	616	**720**	104	16,9
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	22,77	24,82	**25,49**	0,67	2,7
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	10.660	10.287	**10.849**	562	5,5

Investimenti tecnici

Nel 2007 gli investimenti tecnici del settore di 1.366 milioni di euro hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (691 milioni di euro); (ii) il proseguimento del programma di potenziamento delle infrastrutture di importazione del gas naturale (253 milioni di euro); (iii) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione del gas naturale in Italia (195 milioni di euro); (iv) il proseguimento del programma di costruzione delle centrali a ciclo combinato per la generazione di energia elettrica (175 milioni di euro), in particolare presso il sito di Ferrara.

Investimenti tecnici	(milioni di euro)	2005	2006	2007	Var. ass.	Var.%
Italia		1.066	1.014	**1.063**	49	4,8
Estero		86	160	**303**	143	89,4
		1.152	**1.174**	**1.366**	**192**	**16,4**
Mercato		**40**	63	**52**	**(11)**	**(17,5)**
Italia		2		**2**	2	
Estero		38	63	**50**	(13)	(20,6)
Distribuzione		**182**	**158**	**195**	**37**	**23,4**
Trasporto		**691**	**724**	**944**	**220**	**30,4**
Italia		643	627	**691**	64	10,2
Estero		48	97	**253**	156	..
Generazione elettrica		**239**	**229**	**175**	**(54)**	**(23,6)**
		1.152	**1.174**	**1.366**	**192**	**16,4**

Refining & Marketing



Principali indicatori di *performance*		**2005**	**2006**	**2007**
Ricavi[a]	(milioni di euro)	33.732	38.210	**36.401**
Utile operativo		1.857	319	**729**
Utile operativo *adjusted*		1.214	790	**329**
Utile netto *adjusted*		945	629	**319**
Investimenti tecnici		656	645	**979**
Capitale investito netto *adjusted*		5.326	5.766	**7.149**
ROACE adjusted	(%)	18,2	10,7	**5,0**
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	38,79	38,04	**37,15**
Grado di conversione del sistema	(%)	56	57	**56**
Lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà	(milioni di tonnellate)	27,34	27,17	**27,79**
Capacità bilanciata delle raffinerie interamente possedute	(migliaia di barili/giorno)	524	534	**544**
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	12,42	12,48	**12,65**
Stazioni di servizio rete Europa (a fine periodo)	(numero)	6.282	6.294	**6.441**
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	2.479	2.470	**2.486**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	8.894	9.437	**9.428**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Sviluppi di portafoglio

› È stata acquistata una rete di 102 stazioni di servizio in Repubblica Ceca, Repubblica Slovacca e Ungheria. La transazione comprende anche le attività commerciali negli aeroporti di Praga e Bratislava e la commercializzazione di lubrificanti.

› È stata acquisita l'ulteriore quota del 16,11% nella Ceska Rafinerska incrementando la partecipazione nella raffineria al 32,4% corrispondente a circa 2,6 milioni di tonnellate/anno di capacità di lavorazione. L'operazione supporta la strategia di crescita selettiva in Europa.

› Nell'ambito degli accordi firmati nel dicembre 2005 tra i soci di maggioranza di Galp Energia (Eni 33,34%, Amorim Energia e Caixa Geral de Depósitos), la società portoghese ha esercitato l'opzione di acquisto delle attività Eni di commercializzazione di prodotti petroliferi sui mercati rete ed extrarete nella Penisola Iberica. L'operazione soggetta all'approvazione delle competenti autorità *antitrust* riguarda in particolare 371 stazioni di servizio. Il perfezionamento è atteso nel corso del 2008.

Risultati finanziari

› Nel 2007 l'utile netto *adjusted* di 319 milioni di euro è diminuito di 310 milioni di euro (-49,3%) per effetto della riduzione dei margini di raffinazione realizzati, in particolare delle raffinerie complesse, e dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro. Sul peggioramento del risultato ha influito anche la flessione del risultato delle attività *marketing* in Italia.

› I margini di raffinazione realizzati sono stati penalizzati dall'andamento negativo dello scenario dovuto in particolare alla contrazione del differenziale di prezzo tra i greggi leggeri e pesanti che ha ridotto il vantaggio competitivo delle raffinerie complesse Eni di processare materie prime di minore costo.

› Il *ROACE adjusted* è stato del 5%, in diminuzione rispetto al 2006 (10,7%).

› Sono stati investiti 979 milioni di euro per il miglioramento del grado di conversione e della flessibilità delle raffinerie, la logistica e il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa.

Risultati operativi

› Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio (37,15 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 0,89 milioni di tonnellate rispetto al 2006 (-2,3%) per effetto della cessazione del contratto di lavorazione sulla raffineria di terzi di Priolo. A struttura omogenea, le lavorazioni hanno registrato una crescita dell'1,5% per le migliori *performance* di Livorno e Gela.

› La quota di mercato rete in Italia è del 29,2%. Le vendite di carburanti di 8,62 milioni di tonnellate sono diminuite dello 0,5%, per effetto principalmente del calo dei consumi nazionali.

› Le vendite di carburanti sui mercati rete nel resto d'Europa (4,03 milioni di tonnellate) sono aumentate del 5,5% in particolare in Europa Centro-Orientale per effetto della crescita per linee esterne.

› Nel 2007 sono stati aperti/ristrutturati 89 *outlet* per la fornitura di prodotti e servizi non *oil* su altrettante stazioni di servizio della rete italiana. Il fatturato non *oil* della rete europea è stato di 144 milioni di euro, in crescita del 6% rispetto al 2006.



Italia - Raffineria di Livorno

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2007 sono state acquistate 59,56 milioni di tonnellate di petrolio (65,70 milioni nel 2006), di cui 31,57 milioni dal settore Exploration & Production[1], 16,65 milioni dai Paesi produttori con contratti a termine e 11,34 milioni sul mercato *spot*. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 24% dall'Africa Occidentale, 22% dai Paesi della CSI, 18% dall'Africa Settentrionale, 15% dal Medio Oriente, 12% dal Mare del Nord, 7% dall'Italia e 2% da altre aree.

Sono state commercializzate 25,82 milioni di tonnellate di petrolio, in riduzione rispetto al 2006 (-15,8%). Sono state acquistate 3,59 milioni di tonnellate di semilavorati (3,18 milioni nel 2006) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 16,14 milioni di tonnellate di prodotti (16 milioni nel 2006) destinati alla vendita sui mercati esteri (13,87 milioni di tonnellate) e sul mercato italiano (2,27 milioni di tonnellate) a completamento delle disponibilità da produzione.

Approvvigionamento di greggi (milioni di tonnellate)	2005	2006	**2007**	Var. ass.	Var. %
Produzione Eni estero	32,86	32,76	**27,47**	(5,29)	(16,1)
Produzione Eni nazionale	4,44	4,05	**4,10**	0,05	1,2
Totale produzione Eni	37,30	36,81	**31,57**	(5,24)	(14,2)
Acquisti *spot*	14,33	10,73	**11,34**	0,61	5,7
Contratti a termine	14,85	18,16	**16,65**	(1,51)	(8,3)
	66,48	65,70	59,56	(6,14)	(9,3)

(1) Il settore Refining & Marketing acquista i due terzi circa dell'intera produzione venduta di greggi e condensati del settore Exploration & Production e vende sul mercato i greggi e i condensati che per caratteristiche e area geografica di produzione non sono ottimali alla lavorazione nelle proprie raffinerie.

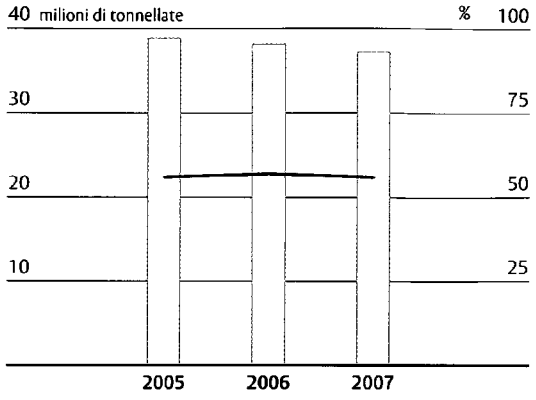
Raffinazione

Nel 2007 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (37,15 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,89 milioni di tonnellate rispetto al 2006, pari al 2,3%, per effetto della cessazione del contratto di lavorazione sulla raffineria di terzi di Priolo. A struttura costante le lavorazioni in Italia (32,45 milioni di tonnellate) sono aumentate di 500 mila tonnellate rispetto al 2006, pari all'1,5%, per effetto dei maggiori volumi processati sugli impianti di Livorno e Gela in relazione a minori fermate.

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 27,79 milioni di tonnellate, in aumento rispetto al 2006 di 0,62 milioni di tonnellate (+2,3%).

Il 30,2% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in diminuzione di oltre 5 punti percentuali rispetto al 2006 (35,9%), equivalenti a un minor volume di circa 2,44 milioni di tonnellate per effetto della riduzione delle lavorazioni del greggio libico Bu-Attifel destinato al contratto di lavorazione su Priolo.

Lavorazioni in conto proprio e grado di conversione delle raffinerie



Disponibilità di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	2005	2006	2007	Var. ass.	Var. %
Italia					
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	27,34	27,17	**27,79**	0,62	2,3
Lavorazioni in conto terzi	(1,70)	(1,53)	**(1,76)**	(0,23)	15,0
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	8,58	7,71	**6,42**	(1,29)	(16,7)
Lavorazioni in conto proprio	***34,22***	***33,35***	***32,45***	***(0,90)***	***(2,7)***
Consumi e perdite	(1,87)	(1,45)	**(1,63)**	(0,18)	12,4
Prodotti disponibili da lavorazioni	**32,35**	**31,90**	**30,82**	**(1,08)**	**(3,4)**
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	4,85	4,45	**2,16**	(2,29)	(51,5)
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(5,41)	(4,82)	**(3,80)**	1,02	(21,2)
Consumi per produzione di energia elettrica	(1,09)	(1,10)	**(1,13)**	(0,03)	2,7
Prodotti venduti	**30,70**	**30,43**	**28,05**	**(2,38)**	**(7,8)**
Estero					
Lavorazioni in conto proprio	***4,57***	***4,69***	***4,70***	***0,01***	***0,2***
Consumi e perdite	(0,24)	(0,32)	**(0,31)**	0,01	(3,1)
Prodotti disponibili da lavorazioni	**4,33**	**4,37**	**4,39**	**0,02**	**0,5**
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	11,19	11,51	**13,91**	2,40	20,9
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	5,41	4,82	**3,80**	(1,02)	(21,2)
Prodotti venduti	**20,93**	**20,70**	**22,10**	**1,40**	**6,8**
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero	**38,79**	**38,04**	**37,15**	**(0,89)**	**(2,3)**
Lavorazioni in conto proprio di greggi *equity*	**12,53**	**13,66**	**11,22**	**(2,44)**	**(17,8)**
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	**51,63**	**51,13**	**50,15**	**(0,98)**	**(1,9)**

Acquisizione di una quota nella Ceska Rafinerska

Il 1° settembre 2007 Eni ha perfezionato l'accordo per l'acquisizione della quota di partecipazione del 16,11% posseduta da ConocoPhillips nella Ceska Rafinerska. Eni incrementa la partecipazione nella raffineria al 32,4%, corrispondente alla capacità di raffinazione di circa 2,6 milioni di tonnellate/anno.

L'operazione è volta a rafforzare il posizionamento competitivo della raffinazione e a supportare l'espansione dell'attività di distribuzione di prodotti petroliferi Eni in Europa Centro-Orientale.

Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel 2007 le vendite di prodotti petroliferi (50,15 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,98 milioni di tonnellate rispetto al 2006, pari all'1,9%, per effetto essenzialmente delle minori vendite a società petrolifere e *trader* in Italia, delle minori forniture di *feedstock* al settore Petrolchimica per effetto della cessazione del contratto di lavorazione di Priolo, nonché della flessione registrata sul mercato extrarete in Italia. Queste flessioni sono state parzialmente compensate dalla crescita dei volumi nel resto d'Europa sui mercati rete ed extrarete (+0,41 milioni di tonnellate, pari al 5,1%).

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero (milioni di tonnellate)	2005	2006	**2007**	Var. ass.	Var. %
Rete	10,05	8,66	**8,62**	(0,04)	(0,5)
- a marchio Agip	*8,75*	*8,66*	***8,62***	*(0,04)*	*(0,5)*
- a marchio IP	*1,30*				
Extrarete	12,11	11,74	**11,09**	(0,65)	(5,5)
Petrolchimica	3,07	2,61	**1,93**	(0,68)	(26,1)
Altre vendite	5,47	7,42	**6,41**	(1,01)	(13,6)
Vendite in Italia	30,70	30,43	28,05	(2,38)	(7,8)
Rete resto d'Europa	3,67	3,82	**4,03**	0,21	5,5
Extrarete estero	4,50	4,60	**4,96**	0,36	7,8
di cui Extrarete resto d'Europa	*4,10*	*4,19*	***4,39***	*0,20*	*4,8*
Altre vendite	12,76	12,28	**13,11**	0,83	6,8
Vendite all'estero	20,93	20,70	22,10	1,40	6,8
	51,63	51,13	50,15	(0,98)	(1,9)

Vendite per prodotto/canale (milioni di tonnellate)	2005	2006	**2007**	Var. ass.	Var. %
Italia					
Vendite rete	10,05	8,66	8,62	(0,04)	(0,5)
Benzina	4,35	3,38	**3,19**	(0,19)	(5,6)
Gasolio	5,49	5,09	**5,25**	0,16	3,1
GPL	0,20	0,18	**0,17**	(0,01)	(5,6)
Lubrificanti	0,01	0,01	**0,01**		
Vendite extrarete	12,11	11,74	11,09	(0,65)	(5,5)
Gasolio	4,86	4,60	**4,42**	(0,18)	(3,9)
Oli combustibili	1,50	1,27	**0,95**	(0,32)	(25,2)
GPL	0,46	0,41	**0,37**	(0,04)	(9,8)
Benzina	0,16	0,15	**0,15**		
Lubrificanti	0,13	0,13	**0,13**		
Bunker	1,63	1,68	**1,58**	(0,10)	(6,0)
Altri prodotti	3,37	3,50	**3,49**	(0,01)	(0,3)
Estero (rete + extrarete)	8,17	8,42	8,99	0,57	6,8
Benzine	2,14	2,06	**2,29**	0,23	11,2
Gasolio	4,71	4,90	**5,16**	0,26	5,3
Jet fuel	0,34	0,34	**0,38**	0,04	11,8
Oli combustibili	0,12	0,23	**0,25**	0,02	8,7
Lubrificanti	0,10	0,10	**0,09**	(0,01)	(10,0)
GPL	0,44	0,46	**0,49**	0,03	6,5
Altri prodotti	0,32	0,33	**0,33**		
Totale	30,33	28,82	28,70	(0,12)	(0,4)

Vendite rete Italia

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete Italia (8,62 milioni di tonnellate) sono diminuite di 39 mila tonnellate rispetto al 2006, pari allo 0,5%, per effetto principalmente del calo dei consumi nazionali.

La diminuzione ha riguardato essenzialmente le vendite di benzina, a fronte dell'incremento registrato dal gasolio, in linea con le dinamiche di consumo nazionali. La quota di mercato è passata dal 29,3 nel 2006 al 29,2% nel 2007; l'erogato medio (2.444 mila litri, riferito a benzina e gasolio) si è ridotto dello 0,8%.

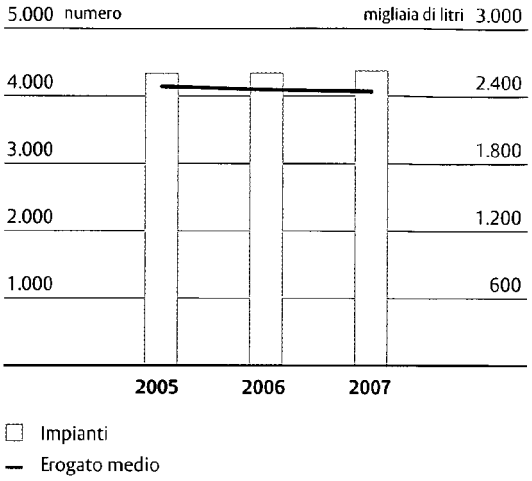
Al 31 dicembre 2007 la rete di distribuzione in Italia era costituita da 4.390 stazioni di servizio con un incremento di 34 unità rispetto al 31 dicembre 2006 per effetto dell'apertura di nuove stazioni di servizio (26 unità), del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (23 unità) e di 13 impianti per i quali sono stati stipulati contratti di affitto di ramo d'azienda, parzialmente compensati dalla chiusura di impianti a basso erogato (23 unità) e dal mancato rinnovo di 5 concessioni autostradali.

Nel 2007 le vendite di BluDiesel – il gasolio a elevate prestazioni e contenuto impatto ambientale – sono state di 735 mila tonnellate (850 milioni di litri), con un incremento dell'1,2% rispetto al 2006 e hanno rappresentato il 14% dei volumi di gasolio commercializzati da Eni sulla rete. A fine 2007, il BluDiesel è commercializzato sulla quasi totalità della rete (circa 4.094 pari al 93% del totale).

Le vendite di BluSuper – la benzina a elevate prestazioni e contenuto impatto ambientale lanciata sul mercato nel giugno 2004 – sono state di 98 mila tonnellate (114 milioni di litri) in linea rispetto al 2006 e sono pari al 3% dei volumi di benzina commercializzati da Eni sulla rete. A fine 2007 le stazioni di servizio che commercializzano BluSuper sono 2.565 (circa 2.316 a fine 2006), pari a circa il 58% del totale.

Nel marzo 2007 è stata lanciata "You&Agip", l'innovativa campagna di fidelizzazione della base clienti. L'iniziativa con durata triennale riconosce premi agli automobilisti in funzione dei volumi di carburante acquistato. L'accredito di punti-premio avviene tramite *fidelity card* e il cliente ha la possibilità di decidere la modalità di accumulo e utilizzo dei punti; inoltre l'accredito dei punti matura anche per gli acquisti di prodotti e servizi presso gli AgipCafè® e i *partner* dell'iniziativa. A fine 2007 le *card* attive sono circa 3,9 milioni. Il volume venduto in funzione dell'accumulo punti con le *fidelity card* è stato pari a circa il 40,1% dell'erogato delle stazioni di servizio aderenti all'iniziativa, corrispondente a circa il 39,4% dell'erogato complessivo della rete.

Stazioni di servizio ed erogato medio



Vendite rete resto d'Europa

Negli anni recenti la strategia attuata da Eni nel resto d'Europa ha mirato alla crescita selettiva, anche per linee esterne, nelle aree di consumo con interessanti prospettive di redditività in particolare in Europa Centro-Orientale (Germania Meridionale, Austria, Repubblica Ceca e Ungheria) e in Francia Sud-Orientale, per le quali la relativa vicinanza geografica con i centri di produzione Eni ha reso possibile il conseguimento di sinergie. In quattro anni le vendite di prodotti petroliferi Eni sui mercati rete del resto d'Europa sono aumentate di oltre il 33% (corrispondente al tasso medio annuo del 7,5%). Nel 2007 le vendite di 4,03 milioni di tonnellate sono aumentate di 212 mila tonnellate rispetto al 2006, pari al 5,5%, per il contributo dell'acquisizione della rete di 102 stazioni di servizio in Repubblica Ceca, Repubblica Slovacca e Ungheria, con effetto dal 1° ottobre 2007, nonché della crescita dei volumi in Austria. I prodotti che hanno trainato le vendite sono stati il gasolio e il GPL; in flessione i volumi di benzina. Al 31 dicembre 2007 la rete di distribuzione nel resto d'Europa era costituita da 2.051 stazioni di servizio con un aumento di 113 unità rispetto al 31 dicembre 2006. L'evoluzione della rete ha visto: (i) l'acquisto di 106 impianti, in particolare in Repubblica Ceca, Repubblica Slovacca e Ungheria; (ii) l'apertura di 10 nuove unità, in particolare in Spagna e Francia; (iii) la chiusura di 25 impianti a basso erogato, in particolare in Spagna e Austria; (iv) il saldo positivo di 3 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento, con variazioni positive in Spagna, Ungheria e Repubblica Ceca, negative in Germania e Francia. L'erogato medio (2.578 mila litri) è aumentato del 3,7%.

Acquisizione della rete commerciale nella Repubblica Ceca, in Slovacchia e in Ungheria

Il 1° ottobre 2007 Eni ha perfezionato l'acquisizione da ExxonMobil di una rete di stazioni di servizio localizzata nei Paesi di Repubblica Ceca, Slovacchia e Ungheria e le attività commerciali negli aeroporti di Praga e Bratislava e lubrificanti. La rete è composta da 102 impianti con un erogato medio di 4,5 milioni di litri/anno, oltre a 15 potenziali unità la cui realizzazione è in fase di valutazione. L'operazione si inquadra nella strategia di sviluppo selettivo del settore Refining & Marketing in mercati con interessanti opportunità di crescita dove Eni può far leva sull'integrazione delle attività di distribuzione con le operazioni di raffinazione e logistica e la notorietà del marchio.

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia (11,09 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 650 mila tonnellate rispetto al 2006, pari allo 0,5%; la riduzione riflette la minore domanda di olio combustibile per usi termoelettrici, le condizioni climatiche eccezionalmente miti che hanno penalizzato le vendite di prodotti a uso riscaldamento (gasolio e, in misura minore, GPL) nel primo trimestre dell'anno, nonché la pressione competitiva; tali riduzioni sono state solo in parte compensate dalle maggiori vendite di cherosene in linea con la crescita della domanda nel settore avio.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa (4,39 milioni di tonnellate) sono aumentate di 205 mila tonnellate rispetto al 2006, pari al 4,8%, essenzialmente per il contributo degli *asset* acquisiti.

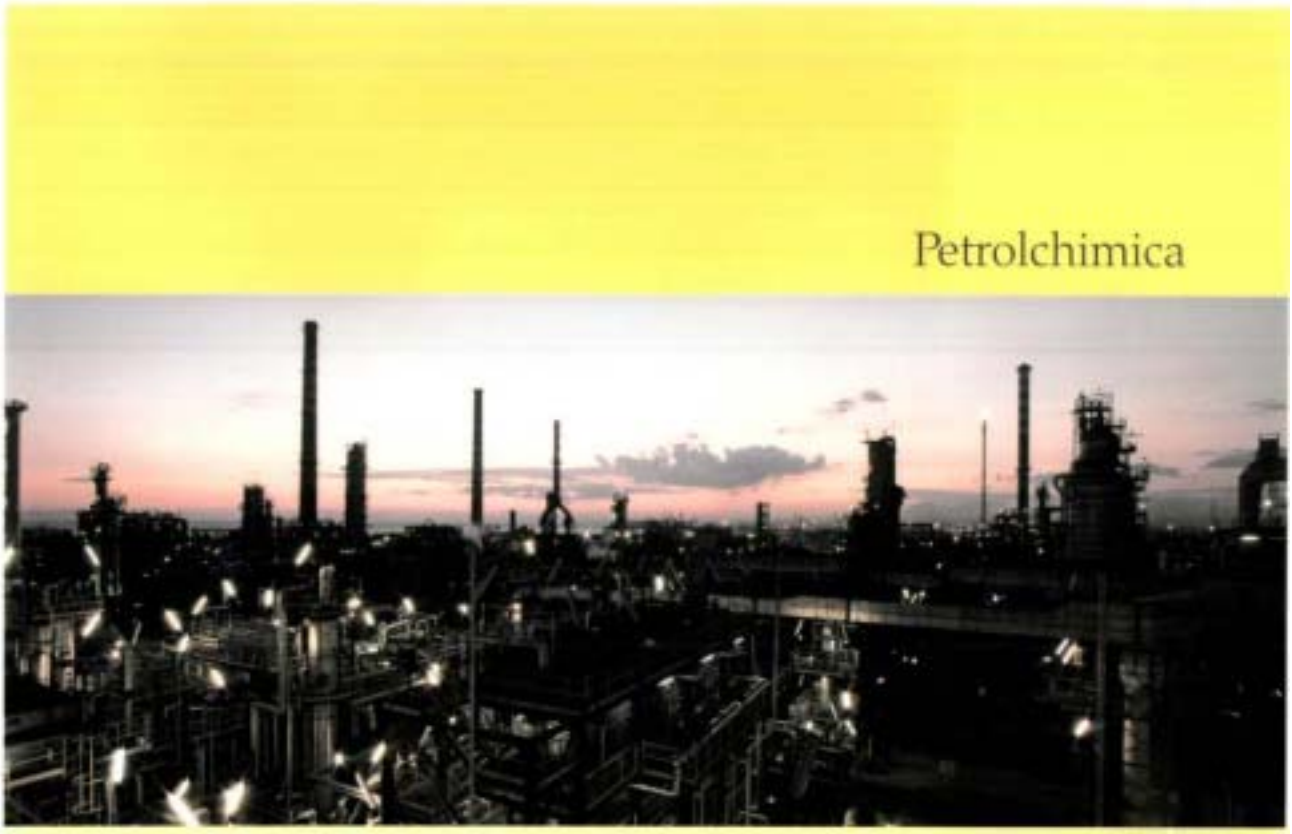
Le vendite al settore Petrolchimica (1,93 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,68 milioni di tonnellate per le minori forniture di *feedstock* a seguito della cessazione del contratto di lavorazione di Priolo.

Le altre vendite (19,52 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,86 milioni di tonnellate, pari al 3,9%, per effetto essenzialmente delle minori vendite a società petrolifere e *trader* in Italia (-1,01 milioni di tonnellate).

Investimenti tecnici

Nel 2007 gli investimenti tecnici del settore di 979 milioni di euro hanno riguardato: (i) l'attività di raffinazione, *supply* e di logistica in Italia (675 milioni di euro), essenzialmente per il miglioramento della *performance* impiantistica e l'incremento del grado di conversione e della flessibilità operativa, tra cui la realizzazione di una nuova unità di *hydrocracking* presso la raffineria di Sannazzaro, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (176 milioni di euro); (iii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi e l'acquisto di stazioni di servizio nel resto d'Europa (106 milioni di euro). Complessivamente gli investimenti in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 141 milioni di euro.

Investimenti tecnici (milioni di euro)	2005	2006	**2007**	Var. ass.	Var. %
Italia	585	547	**873**	326	59,6
Estero	71	98	**106**	8	8,2
	656	645	**979**	334	51,8
Raffinazione, *supply* e logistica	349	376	**675**	299	79,5
Italia	349	376	**675**	299	79,5
Marketing	225	223	**282**	59	26,5
Italia	154	125	**176**	51	40,8
Estero	71	98	**106**	8	8,2
Altre attività	82	46	**22**	(24)	(52,2)
	656	645	**979**	334	51,8



Principali indicatori di *performance*		2005	2006	**2007**
Ricavi[a]	(milioni di euro)	6.255	6.823	**6.934**
Utile operativo		202	172	**74**
Utile operativo *adjusted*		261	219	**90**
Utile netto *adjusted*		227	174	**57**
Investimenti tecnici		112	99	**145**
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	7.282	7.072	**8.795**
Vendite di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	5.376	5.276	**5.513**
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	78,4	76,4	**80,6**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	6.462	6.025	**6.534**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

› L'utile netto *adjusted* di 57 milioni di euro è diminuito di 117 milioni di euro rispetto al 2006 (-67,2%) per effetto essenzialmente della riduzione dei margini di vendita dei prodotti dovuta al forte incremento dei costi dei *feedstock* petroliferi.

› Le vendite di prodotti petrolchimici di 5.513 mila tonnellate sono aumentate di 237 mila tonnellate rispetto al 2006 (+4,5%) per effetto della circostanza che il 2006 risentiva dell'incidente di Priolo e di miglioramenti della *performance*.

› Le produzioni di 8.795 mila tonnellate sono aumentate di 1.723 mila tonnellate rispetto al 2006 (+24,4%) per effetto essenzialmente del consolidamento delle operazioni dell'impianto di Porto Torres.

› I programmi di efficienza implementati nell'esercizio hanno consentito di attenuare l'impatto negativo del ciclo petrolchimico.

Vendite – produzioni – prezzi

Nel 2007 le vendite di prodotti petrolchimici (5.513 mila tonnellate) sono aumentate di 237 mila tonnellate rispetto al 2006 (+4,5%), positive in tutti i *business* ad eccezione degli aromatici (-2,9%). L'incremento riflette la circostanza che la *performance* del 2006 risentiva dell'impatto sulle disponibilità di prodotto della fermata del *cracker* e degli altri impianti di Priolo, a seguito dell'incidente occorso all'adiacente raffineria a fine aprile, nonché il buon andamento della domanda.

Le produzioni (8.795 mila tonnellate) sono aumentate di 1.723 mila tonnellate rispetto al 2006, pari al 24,4%, per effetto essenzialmente del trasferimento dal settore Altre Attività dell'impianto di Porto Torres (+1.274 mila di tonnellate) e della circostanza che il 2006 risentiva della fermata del *cracker* e degli altri impianti di Priolo. Escludendo tali effetti, le produzioni sono aumentate di 195 mila tonnellate (+2,8%) per effetto in particolare della buona *performance* degli stabilimenti di Ravenna, Ragusa e Sarroch. Minori produzioni si registrano su Porto Marghera a seguito di fermate non programmate nella seconda metà dell'anno.

La capacità produttiva nominale è in linea con il 2006, escludendo l'impatto del consolidamento dell'impianto di Porto Torres. Il tasso di utilizzo medio degli impianti calcolato sulla capacità nominale è aumentato di circa 4 punti percentuali, passando dal 76,4% all'80,6%, a seguito del fatto che il 2006 risentiva della fermata del *cracker* di Priolo e degli impianti collegati. Il 48,9% della produzione è stata destinata al ciclo interno (35,2% nel 2006). Le materie prime petrolifere approvvigionate dal settore Refining & Marketing hanno coperto il 21% del fabbisogno dell'anno (10% nel 2006).

I prezzi dei principali prodotti petrolchimici di Eni sono aumentati in media del 4%, con incrementi nelle principali aree di *business*: (i) stirenici (+6,0%), in particolare il polistirolo compatto e l'ABS/SAN; (ii) elastomeri (+5,5%), in particolare le gomme nitriliche, SBR e termoplastiche; (iii) polietileni (+4,9%), riferito a tutti i prodotti; (iv) intermedi (+4,8%), in particolare il fenolo e il cicloesanone; (v) olefine (+3,8%), in particolare l'etilene.

Questi incrementi sono risultati significativamente inferiori all'aumento registrato nel costo della carica petrolifera (virgin nafta +20,4% in dollari; +10,3% in euro), in particolare nella seconda metà dell'anno, determinando la flessione dei margini.

Disponibilità di prodotti (migliaia di tonnellate)	2005	2006	**2007**	Var. ass.	Var. %
Petrolchimica di base	4.450	4.275	**5.688**	1.413	33,1
Stirenici ed elastomeri	1.523	1.545	**1.632**	87	5,6
Polietileni	1.309	1.252	**1.475**	223	17,8
Produzioni	**7.282**	**7.072**	**8.795**	1.723	24,4
Consumi di monomeri	(2.606)	(2.488)	**(4.304)**	(1.816)	73,0
Acquisti e variazioni rimanenze	700	692	**1.022**	330	47,7
	5.376	**5.276**	**5.513**	237	4,5

Vendite (migliaia di tonnellate)	2005	2006	**2007**	Var. ass.	Var. %
Petrolchimica di base	3.022	2.882	**3.023**	141	4,9
Stirenici ed elastomeri	1.003	1.000	**1.041**	41	4,1
Polietileni	1.351	1.394	**1.449**	55	3,9
	5.376	5.276	5.513	237	4,5

Andamento per attività

Petrolchimica di base

Le vendite della petrolchimica di base (3.023 mila tonnellate) sono aumentate di 141 mila tonnellate rispetto al 2006, pari al 4,9%, per effetto essenzialmente della maggiore disponibilità di prodotto a seguito in particolare della circostanza che il 2006 risentiva dell'impatto della fermata del *cracker* di Priolo. I principali aumenti sono stati registrati nelle olefine (+5,8%) e negli intermedi (+8,9%). In flessione le quantità vendute degli aromatici (-3%), essenzialmente gli xileni (-12,5%) a seguito della chiusura della linea di paraxilene di Priolo ad aprile 2007, parzialmente compensate dai maggiori volumi di benzene (+15,8%).

Le produzioni (5.688 mila tonnellate) sono aumentate di 1.413 mila tonnellate, pari al 33,1%.

Stirenici ed elastomeri

Le vendite di stirenici (594 mila tonnellate) sono aumentate dell'1,2% rispetto al 2006. In aumento le vendite di ABS/SAN (+34%), per effetto della maggiore disponibilità di prodotto in relazione alla circostanza che il 2006 risentiva degli inconvenienti tecnici verificatisi allo stabilimento di Mantova, e polistirolo compatto (+7,3%) per la ripresa della domanda sul mercato. Le riduzioni hanno riguardato essenzialmente lo stirolo (-41%) per effetto della minore disponibilità di prodotto a seguito di fermate non programmate.

Le vendite di elastomeri (447 mila tonnellate) sono aumentate dell'8,3% rispetto al 2006 a seguito del consolidamento delle vendite di gomme nitriliche conseguente all'acquisto da Syndial dell'impianto di Porto Torres. Escludendo tale effetto le vendite di elastomeri sono in linea rispetto all'esercizio precedente. Gli aumenti registrati dalle vendite di gomme SBR (+1,3%), BR (+5,3%) e termoplastiche (+5,5%), a seguito della buona dinamica della domanda, sono stati assorbiti dalle minori quantità vendute di EPR (-3,6%) e di lattici (-5,1%).

Le produzioni di stirenici (1.117 mila tonnellate) sono aumentate del 2,7%.

Le produzioni di elastomeri (515 mila tonnellate) sono aumentate del 12,7% a seguito del consolidamento delle attività dell'impianto di Porto Torres. Escludendo tale effetto le produzioni di elastomeri aumentano del 6%. Gli aumenti sono registrati in tutti i prodotti, con l'eccezione delle gomme EPR (-2,7%), per effetto della minore disponibilità di materia prima a seguito di inconvenienti tecnici verificatisi allo stabilimento di Porto Marghera, e di lattici (-3,8%), a seguito di inconvenienti tecnici presso lo stabilimento di Hythe.

Polietileni

Le vendite di polietileni (1.449 mila tonnellate) sono aumentate di 55 mila tonnellate rispetto al 2006, pari al 3,9%, per effetto di una buona dinamica del mercato registrata in particolare sui prodotti LDPE (+6,7%) ed EVA (+3,6%).

Le produzioni (1.475 mila tonnellate) sono aumentate di 223 mila tonnellate, pari al 17,8%, con un incremento generalizzato su tutti i prodotti, con l'eccezione dell'EVA (-2%). In aumento le produzioni di HDPE (+78,7%) per effetto del consolidamento delle operazioni di Porto Torres, LLDPE (+9,8%) e LDPE (+8%), a seguito della circostanza che il 2006 risentiva della fermata del *cracker* di Priolo.

Investimenti tecnici

Nel 2007 gli investimenti tecnici (145 milioni di euro; 99 milioni di euro nel 2006) hanno riguardato in particolare interventi di miglioramento dell'efficienza impiantistica (47 milioni di euro), interventi di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di legge in tema di salute e sicurezza (39 milioni di euro), interventi di manutenzione straordinaria (29 milioni di euro) e interventi di mantenimento (28 milioni di euro).

Ingegneria & Costruzioni



Principali indicatori di *performance*		2005	2006	**2007**
Ricavi[a]	(milioni di euro)	5.733	6.979	**8.678**
Utile operativo		307	505	**837**
Utile operativo *adjusted*		314	508	**840**
Utile netto *adjusted*		328	400	**658**
Investimenti tecnici		349	591	**1.410**
ROACE adjusted (%)		12,0	12,8	**17,1**
Ordini acquisiti		8.395	11.172	**12.011**
Portafoglio ordini		10.122	13.191	**15.390**
Dipendenti a fine periodo	(numero)	28.684	30.902	**33.111**

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

› L'utile netto *adjusted* di 658 milioni di euro aumenta di 258 milioni di euro rispetto al 2006 (+64,5%) per effetto del miglioramento della *performance* operativa in relazione al buon andamento del mercato dei servizi petroliferi.

› Il *ROACE adjusted* è pari al 17,1% nel 2007, in aumento rispetto al 2006 (12,8%).

› Gli ordini acquisiti di 12.011 milioni di euro sono aumentati di 839 milioni di euro rispetto al 2006 (+7,5%) in particolare nell'attività *onshore*.

› Il portafoglio ordini al 31 dicembre 2007 è di 15.390 milioni di euro (13.191 milioni di euro al 31 dicembre 2006).

› Gli investimenti tecnici del 2007 di 1.410 milioni di euro aumentano di 819 milioni di euro rispetto al 2006 (+139%) per effetto essenzialmente del potenziamento della flotta.

Attività dell'anno

Tra le principali acquisizioni del 2007 si segnalano:

- il contratto *EPC* per conto di Qatar Fertiliser Company SAQ per la realizzazione di due nuovi impianti per la produzione di ammoniaca e urea e delle unità di servizi associate nel complesso industriale di Qafco, in Qatar;
- il contratto *EPC* per conto di Sonatrach per la realizzazione di tre treni di stabilizzazione e trattamento del greggio della capacità di 100 mila barili/giorno ciascuno e *facility* di trasporto e stoccaggio, nell'ambito dello sviluppo del giacimento *onshore* di Hassi Messaoud in Algeria;
- il contratto *EPC* per conto di MEDGAZ per l'installazione di un sistema di condotte sottomarine che consentiranno il trasporto del gas naturale dall'Algeria alla Spagna;
- il contratto *EPC* per conto di Saudi Aramco per la realizzazione di nove moduli di trattamento dell'acqua di mare per l'espansione dell'impianto di Qurayyah, nell'ambito dello sviluppo del giacimento *onshore* Khursaniyah in Arabia Saudita;
- il contratto *EPC* per conto di Saudi Aramco per la realizzazione e installazione di 16 piattaforme e di 80 chilometri di condotte sottomarine, nonché le *facility* di funzionamento delle piattaforme, finalizzate al mantenimento della capacità produttiva dell'Arabia Saudita;
- il contratto *EPIC* per conto di Saudi Aramco per la realizzazione di stazioni di pompaggio in giacimento di acqua proveniente dall'impianto di trattamento di Qurayyah.

Gli ordini acquisiti (12.011 milioni di euro) hanno riguardato per il 95% lavori da realizzare all'estero e per il 16% lavori assegnati da imprese di Eni. Il portafoglio ordini al 31 dicembre 2007 è di 15.390 milioni di euro (13.191 milioni di euro al 31 dicembre 2006); il 95% riguarda lavori da realizzare all'estero e il 22% lavori assegnati da imprese di Eni.

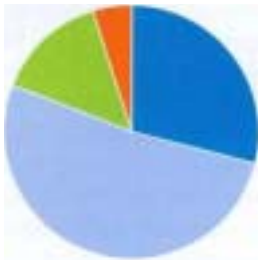
(milioni di euro)	Esercizio 2006	Esercizio 2007	Var. ass.	Var. %
Ordini acquisiti	**11.172** [b]	**12.011**	**839**	**7,5**
Offshore	3.681	**3.496**	(185)	(5,0)
Onshore	4.923	**6.236**	1.313	26,7
Perforazioni mare	2.230	**1.644**	(586)	(26,3)
Perforazioni terra	338	**635**	297	87,9
di cui:				
- Eni	2.692	**1.923**	(769)	(28,6)
- Terzi	8.480	**10.088**	1.608	19,0
di cui:				
- Italia	1.050	**574**	(476)	(45,3)
- Estero	10.122	**11.437**	1.315	13,0

(milioni di euro)	31.12.2006	**31.12.2007**	Var. ass.	Var. %
Portafoglio ordini	**13.191** [b]	**15.390**	**2.199**	**16,7**
Offshore	4.283	**4.215**	(68)	(1,6)
Onshore	6.285	**7.003** [a]	718	11,4
Perforazioni mare	2.247	**3.471**	1.224	54,5
Perforazioni terra	376	**701**	325	86,4
di cui:				
- Eni	2.602	**3.399**	797	30,6
- Terzi	10.589	**11.991**	1.402	13,2
di cui:				
- Italia	1.280	**799**	(481)	(37,6)
- Estero	11.911	**14.591**	2.680	22,5

(a) Al netto della cessione di Haldor Topsoe AS e Camom SA per un ammontare complessivo pari a 181 milioni di euro.
(b) Include il progetto Bonny per un ammontare pari a 28 milioni di euro di acquisito e 101 milioni di euro sul portafoglio ordini.

Ordini acquisiti a fine periodo

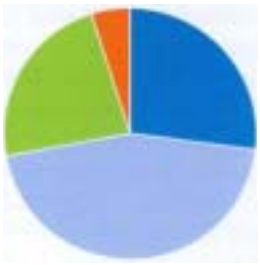
12.011 milioni di euro



29% *Offshore*
52% *Onshore*
14% Perforazioni mare
5% Perforazioni terra

Portafoglio ordini a fine periodo

15.390 milioni di euro



27% *Offshore*
45% *Onshore*
23% Perforazioni mare
5% Perforazioni terra

Nell'ottobre 2007, Saipem ha acquisito la partecipazione quasi totalitaria della Frigstad Discoverer Invest, società quotata alla Borsa di Oslo. Frigstad Discoverer Invest è attiva nel *business* delle perforazioni in acque ultra-profonde attraverso la costruzione del mezzo di perforazione semisommergibile di sesta generazione D90, che sarà capace di perforare fino a 3.600 metri di profondità d'acqua. L'entrata in esercizio è attesa nel quarto trimestre 2009. L'investimento complessivo per l'acquisizione della società e per il completamento del mezzo di perforazione è previsto essere di circa 520 milioni di euro.

Investimenti tecnici

Gli investimenti del settore Ingegneria & Costruzioni (1.410 milioni di euro) hanno riguardato: (i) l'avvio della realizzazione della nuova piattaforma semisommergibile Scarabeo 8, del nuovo *pipelayer* e della nuova nave di perforazione per acque profonde Saipem 12000; (ii) le attività di conversione di due navi cisterne in unità FPSO destinate a operare, rispettivamente, presso il giacimento Golfinho 2 in Brasile e in Angola.

(milioni di euro)	2005	2006	**2007**	Var. ass.	Var. %
Offshore	262	390	**566**	176	45,1
Onshore	20	53	**76**	23	43,4
Perforazioni mare	46	101	**478**	377	..
Perforazioni terra	13	36	**266**	230	..
Altri investimenti	8	11	**24**	13	..
Investimenti tecnici	**349**	**591**	**1.410**	**819**	**138,6**

Commento ai risultati economico-finanziari

CONTO ECONOMICO

(milioni di euro)

2005		2006	2007	Var. ass.	Var. %
73.728	Ricavi della gestione caratteristica	86.105	87.256	1.151	1,3
798	Altri ricavi e proventi	783	827	44	5,6
(51.918)	Costi operativi	(61.140)	(61.979)	(839)	(1,4)
(290)	*di cui (oneri) proventi non ricorrenti*	*(239)*	*(8)*		
(5.781)	Ammortamenti e svalutazioni	(6.421)	(7.236)	(815)	(12,7)
16.827	**Utile operativo**	**19.327**	**18.868**	**(459)**	**(2,4)**
(366)	Proventi (oneri) finanziari netti	161	(83)	(244)	..
914	Proventi netti su partecipazioni	903	1.243	340	37,7
17.375	**Utile prima delle imposte**	**20.391**	**20.028**	**(363)**	**(1,8)**
(8.128)	Imposte sul reddito	(10.568)	(9.219)	1.349	12,8
46,8	*Tax rate (%)*	*51,8*	*46,0*	*(5,8)*	
9.247	Utile netto	9.823	10.809	986	10,0
	di cui:				
8.788	**- utile netto di competenza Eni**	**9.217**	**10.011**	**794**	**8,6**
459	- utile netto di terzi azionisti	606	798	192	31,7

Nel 2007 Eni ha conseguito l'**utile netto** di 10.011 milioni di euro, in aumento di 794 milioni di euro rispetto al 2006 (+8,6%) per effetto essenzialmente della diminuzione delle imposte sul reddito di 1.349 milioni di euro, in parte connessa all'adeguamento della fiscalità differita alle minori aliquote e alle altre modifiche delle imposte italiane sul reddito previste dalla Legge Finanziaria per il 2008, e dei maggiori proventi netti su partecipazioni di 340 milioni di euro dovuti alle maggiori plusvalenze realizzate, in particolare nel settore Ingegneria & Costruzioni. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione di 459 milioni di euro dell'utile operativo registrata essenzialmente nel settore Exploration & Production e dall'aumento di 244 milioni di euro degli oneri finanziari netti.

(milioni di euro)

2005		2006	2007	Var. ass.	Var. %
8.788	**Utile netto di competenza Eni**	**9.217**	**10.011**	**794**	**8,6**
(759)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	33	(499)		
1.222	Esclusione *special item*:	1.162	(42)		
	di cui:				
290	*- oneri (proventi) non ricorrenti*	*239*	*35*		
932	*- altri special item*	*923*	*(77)*		
9.251	**Utile netto *adjusted* di competenza Eni** [a]	**10.412**	**9.470**	**(942)**	**(9,0)**

(a) Per la definizione e la riconduzione degli utili nella configurazione *adjusted*, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli *special item*, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*" a pag. 68.

L'**utile netto *adjusted*** di competenza Eni, ottenuto escludendo l'utile di magazzino di 499 milioni di euro e *special item* di 42 milioni di euro (entrambi al netto del relativo effetto fiscale), ammonta a 9.470 milioni di euro con una riduzione di 942 milioni di euro rispetto al 2006, pari al 9%.

Gli ***special item*** (proventi netti di 42 milioni di euro) sono costituiti da: (i) **oneri non ricorrenti netti** (35 milioni di euro) relativi ad accantonamenti a fronte di rischi su procedimenti *antitrust* in corso innanzi alle Autorità comunitarie, parzialmente compensati dal provento relativo alla rideterminazione del fondo per benefici ai dipendenti assunti in Italia (cd. *curtailment* del trattamento di fine rapporto); (ii) **altri *special item*** (proventi netti di 77 milioni di euro) che comprendono essenzialmente il provento (394 milioni di euro) derivante dall'adeguamento della fiscalità differita relativa alle imposte sul reddito delle imprese italiane e le plusvalenze da cessione di partecipazioni. Questi proventi sono stati parzialmente assorbiti dagli oneri relativi essenzialmente a svalutazioni di *asset* prevalentemente minerari, oneri ambientali e oneri per incentivazione all'esodo.

La **redditività del capitale investito (*ROACE*)** calcolata su base *adjusted* è del 19,3% (22,7% nel 2006), che si rideterminа in 19,9% assumendo, al 31 dicembre 2007, l'avvenuto esercizio delle opzioni d'acquisto attribuite a Gazprom relativamente al 20% di OAO Gazprom Neft e del 51% della quota Eni (60%) delle tre società russe attive nel gas acquistate nell'ambito dell'asta per gli *asset* ex-Yukos.

I risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+9,2%) e dalla significativa flessione dei margini di raffinazione realizzati per effetto della contrazione del differenziale di prezzo tra il Brent e i greggi pesanti, che ha ridotto il vantaggio competitivo delle raffinerie complesse di Eni di lavorare greggi di bassa qualità, e del peggioramento del rapporto tra i prezzi di alcuni prodotti (basi lubrificanti e bitumi) e la quotazione della carica. Tali fattori negativi sono stati parzialmente compensati dagli effetti positivi dell'incremento del prezzo in dollari del petrolio (+11,3%, con una quotazione media del Brent a 72,52 dollari/barile).

L'analisi **dell'utile netto *adjusted*** per settore di attività[1] è riportata nella seguente tabella:

(milioni di euro)

2005		2006	2007	Var. ass.	Var. %
6.186	Exploration & Production	7.279	6.491	(788)	(10,8)
2.552	Gas & Power	2.862	2.936	74	2,6
945	Refining & Marketing	629	319	(310)	(49,3)
227	Petrolchimica	174	57	(117)	(67,2)
328	Ingegneria & Costruzioni	400	658	258	64,5
(297)	Altre attività	(301)	(210)	91	30,2
(142)	Corporate e società finanziarie	54	(141)	(195)	..
(89)	Effetto eliminazione utili interni [a]	(79)	(16)	63	
9.710		**11.018**	**10.094**	**(924)**	**(8,4)**
	di cui:				
459	Utile netto *adjusted* di terzi azionisti	606	624	18	3,0
9.251	**Utile netto *adjusted* di competenza Eni**	**10.412**	**9.470**	**(942)**	**(9,0)**

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

La flessione dell'**utile netto *adjusted*** di Gruppo è stata determinata dalla riduzione dell'utile netto *adjusted* registrata nei settori:

- **Exploration & Production** (-788 milioni di euro; -10,8%) che riflette il peggioramento della *performance* operativa (-1.712 milioni di euro, pari al 10,9%) dovuto all'apprezzamento del 9,2% dell'euro rispetto al dollaro, alla minore produzione venduta (-14,7 milioni di boe) e ai maggiori costi operativi e ammortamenti, in particolare di ricerca esplorativa per 703 milioni di euro (840 milioni di euro a cambi costanti), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori prezzi di realizzo (petrolio +12,7%; gas naturale +2,2%);
- **Refining & Marketing** (-310 milioni di euro; -49,3%) per effetto della riduzione dei margini di raffinazione realizzati, in particolare sulle lavorazioni complesse e dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro. Sul peggioramento del risultato ha influito anche la flessione della *performance* delle attività di *marketing* in Italia;
- **Petrolchimica** (-117 milioni di euro; -67,2%), dovuto al

(1) Per la definizione e la determinazione dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted* utilizzati nel commento dei risultati di Gruppo e dei settori di attività si veda il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*" a pag. 68.

peggioramento della *performance* operativa (-129 milioni di euro) connesso alla riduzione dei margini di vendita dei prodotti.

Tali diminuzioni sono state parzialmente compensate dall'incremento dell'utile netto *adjusted* nei settori:

- **Ingegneria & Costruzioni** (+258 milioni di euro; +64,5%), dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+332 milioni di euro) per effetto del buon andamento del mercato dei servizi petroliferi;
- **Gas & Power** (+74 milioni di euro; +2,6%), dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+210 milioni di euro, pari al 5,4%).

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di euro)

2005		2006	2007	Var. ass.	Var. %
22.531	Exploration & Production	27.173	27.278	105	0,4
22.969	Gas & Power	28.368	27.633	(735)	(2,6)
33.732	Refining & Marketing	38.210	36.401	(1.809)	(4,7)
6.255	Petrolchimica	6.823	6.934	111	1,6
5.733	Ingegneria & Costruzioni	6.979	8.678	1.699	24,3
863	Altre attività	823	205	(618)	(75,1)
1.239	Corporate e società finanziarie	1.174	1.313	139	11,8
(19.594)	Elisioni di consolidamento	(23.445)	(21.186)	2.259	
73.728		**86.105**	**87.256**	**1.151**	1,3

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel 2007 (87.256 milioni di euro) sono aumentati di 1.151 milioni di euro rispetto al 2006 (+1,3%) per effetto essenzialmente dei maggiori livelli di attività nel settore Ingegneria & Costruzioni e dell'aumento dei prezzi in dollari del petrolio e dei prodotti. Tali fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+9,2%), della diminuzione della produzione venduta di idrocarburi e delle vendite dei prodotti petroliferi, nonché dall'andamento sfavorevole dei parametri energetici di riferimento per la determinazione dei prezzi di vendita del gas.

I ricavi del settore Exploration & Production (27.278 milioni di euro) sono aumentati di 105 milioni di euro (+0,4%) per effetto essenzialmente dell'aumento del prezzo di realizzo in dollari del petrolio (+12,7%) parzialmente assorbito dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro e della diminuzione della produzione venduta di idrocarburi (-14,7 milioni di boe, pari al 2,2%).

I ricavi del settore Gas & Power (27.633 milioni di euro) sono diminuiti di 735 milioni di euro (-2,6%) per effetto essenzialmente della flessione del prezzo del gas dovuto all'andamento sfavorevole dei parametri energetici di riferimento e al peggioramento del *mix* di vendita.

I ricavi del settore Refining & Marketing (36.401 milioni di euro) sono diminuiti di 1.809 milioni di euro (-4,7%) per effetto essenzialmente dell'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro e della diminuzione dei volumi venduti di prodotti petroliferi (-0,98 milioni di tonnellate) i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento delle quotazioni internazionali del greggio e dei prodotti petroliferi.

I ricavi del settore Petrolchimica (6.934 milioni di euro) sono aumentati di 111 milioni di euro (+1,6%) rispetto al 2006 per effetto dell'incremento delle quantità vendute (+4,5%) – dovuto essenzialmente alla circostanza che l'attività del 2006 venne penalizzata dal blocco del *cracker* di Priolo e degli impianti collegati a causa dell'incidente occorso all'adiacente raffineria nell'aprile 2006 – e dei prezzi medi unitari dei principali prodotti (+4%).

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni (8.678 milioni di euro) sono aumentati di 1.699 milioni di euro (+24,3%) per effetto della crescita dei livelli di attività in particolare nei *business offshore* e *onshore*.

I ricavi delle Altre attività (205 milioni di euro) sono diminuiti di 618 milioni di euro per effetto della circostanza che nel 2007 è stato ceduto il ramo d'azienda di Porto Torres (produzione di prodotti petrolchimici di base) alla Polimeri Europa.

Altri ricavi e proventi

L'analisi degli altri ricavi e proventi è riportata nella seguente tabella:

(milioni di euro)

2005		2006	2007	Var. ass.	Var. %
114	Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	61	181	120	..
102	Locazioni e affitti di azienda	98	95	(3)	(3,1)
89	Indennizzi	40	87	47	..
71	Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali	100	66	(34)	(34,0)
422	Altri proventi [a]	484	398	(86)	(17,8)
798		783	827	44	5,6

(a) Di ammontare unitario inferiore a 25 milioni di euro.

Costi operativi

(milioni di euro)

2005		2006	2007	Var. ass.	Var. %
48.567	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	57.490	58.179	689	1,2
290	*di cui: - oneri non ricorrenti*	*239*	*91*		
1.300	*- altri special item*	*390*	*470*		
3.351	Costo lavoro	3.650	3.800	150	4,1
	di cui : - oneri non ricorrenti (effetto curtailment del TFR)		*(83)*		
79	*- incentivi per esodi agevolati e altro*	*178*	*198*		
51.918		61.140	61.979	839	1,4

I **costi operativi** sostenuti nel 2007 (61.979 milioni di euro) sono aumentati di 839 milioni di euro rispetto al 2006, pari all'1,4%.

Gli **acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** (58.179 milioni di euro) sono aumentati di 689 milioni di euro (+1,2%) per effetto essenzialmente dei maggiori costi di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche nonché dei maggiori costi operativi dell'*upstream* espressi in dollari, parzialmente compensati dall'apprezzamento dell'euro.
Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono: (i) **oneri non ricorrenti** di 91 milioni di euro relativi essenzialmente ad accantonamenti a fronte di rischi su procedimenti *antitrust* in corso innanzi alle Autorità comunitarie. Nel 2006 gli oneri non ricorrenti di 239 milioni di euro riguardarono essenzialmente accantonamenti a fronte di provvedimenti delle autorità *antitrust* e di regolamentazione; (ii) **altri *special item*** di 470 milioni di euro relativi essenzialmente allo stanziamento di oneri ambientali (365 milioni di euro), in particolare nella Syndial e nel settore Refining & Marketing. Nel 2006 gli altri *special item* di 390 milioni di euro riguardarono essenzialmente oneri ambientali (292 milioni di euro) in particolare nella Syndial e nel settore Refining & Marketing.

Il **costo lavoro** (3.800 milioni di euro) è aumentato di 150 milioni di euro (+4,1%) per effetto essenzialmente della crescita del costo lavoro unitario in Italia e all'estero e dell'incremento dell'occupazione media nel settore Ingegneria & Costruzioni in relazione ai maggiori livelli di attività e nel settore Exploration & Production per effetto dell'acquisizione di *asset*. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti, oltre che dall'effetto cambio, dalla rilevazione del provento non ricorrente (83 milioni di euro) derivante dalla rideterminazione del fondo trattamento di fine rapporto a seguito delle modifiche introdotte dalla Legge Finanziaria 2007 relative alla destinazione delle quote maturande che hanno modificato la natura dell'istituto da programma a benefici definiti a programma a contributi definiti. Tale rideterminazione si basa essenzialmente sull'esclusione dal calcolo attuariale delle retribuzioni future e delle relative ipotesi di incremento.

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di euro)

2005		2006	2007	Var. ass.	Var.%
3.945	Exploration & Production	4.646	5.483	837	18,0
684	Gas & Power	687	687		
462	Refining & Marketing	434	433	(1)	(0,2)
118	Petrolchimica	124	116	(8)	(6,5)
176	Ingegneria & Costruzioni	195	248	53	27,2
16	Altre attività	6	4	(2)	(33,3)
112	Corporate e società finanziarie	70	68	(2)	(2,9)
(4)	Effetto eliminazione utili interni	(9)	(10)	(1)	
5.509	**Totale ammortamenti**	**6.153**	**7.029**	**876**	**14,2**
272	Svalutazioni	268	207	(61)	(22,8)
5.781		**6.421**	**7.236**	**815**	**12,7**

Gli **ammortamenti** (7.029 milioni di euro) sono aumentati di 876 milioni di euro rispetto al 2006 (+14,2%) essenzialmente nel settore Exploration & Production (837 milioni di euro), in relazione ai maggiori costi di ricerca esplorativa di 703 milioni di euro (840 milioni di euro a cambi costanti), al consolidamento delle attività acquisite nel Golfo del Messico e in Congo e all'impatto sugli ammortamenti del 2007 dell'aggiornamento delle stime dei costi di smantellamento e ripristino siti relativi a giacimenti in Italia e negli Stati Uniti rilevato nel bilancio 2006. Tali effetti sono stati parzialmente attenuati dall'effetto cambio.

Le **svalutazioni** dell'anno (207 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente *asset* minerari nel settore Exploration & Production e impianti nel settore Refining & Marketing.

Utile operativo

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo per settore di attività.

(milioni di euro)

2005		2006	2007	Var. ass.	Var.%
12.592	Exploration & Production	15.580	13.788	(1.792)	(11,5)
3.321	Gas & Power	3.802	4.127	325	8,5
1.857	Refining & Marketing	319	729	410	..
202	Petrolchimica	172	74	(98)	(57,0)
307	Ingegneria & Costruzioni	505	837	332	65,7
(934)	Altre attività	(622)	(444)	178	28,6
(377)	Corporate e società finanziarie	(296)	(217)	79	26,7
(141)	Effetto eliminazione utili interni	(133)	(26)	107	
16.827	**Utile operativo**	**19.327**	**18.868**	**(459)**	**(2,4)**

Utile operativo *adjusted*

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo *adjusted* per settore di attività.

(milioni di euro)

2005		2006	2007	Var. ass.	Var. %
16.827	Utile operativo	19.327	18.868	(459)	(2,4)
(1.210)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	88	(620)		
1.941	Esclusione *special item*:	1.075	738		
	di cui:				
290	*- oneri (proventi) non ricorrenti*	*239*	*8*		
1.651	*- altri special item*	*836*	*730*		
17.558	Utile operativo *adjusted*	20.490	18.986	(1.504)	(7,3)
	Dettaglio per settore di attività:				
12.903	Exploration & Production	15.763	14.051	(1.712)	(10,9)
3.531	Gas & Power	3.882	4.092	210	5,4
1.214	Refining & Marketing	790	329	(461)	(58,4)
261	Petrolchimica	219	90	(129)	(58,9)
314	Ingegneria & Costruzioni	508	840	332	65,4
(296)	Altre attività	(299)	(207)	92	30,8
(228)	Corporate e società finanziarie	(240)	(183)	57	23,8
(141)	Effetto eliminazione utili interni	(133)	(26)	107	
17.558		20.490	18.986	(1.504)	(7,3)

L'**utile operativo *adjusted***, che esclude l'utile di magazzino di 620 milioni di euro e *special item* costituiti da oneri netti di 738 milioni di euro, ammonta a 18.986 milioni di euro con una diminuzione di 1.504 milioni di euro rispetto al 2006, pari al 7,3%, per effetto essenzialmente della flessione della *performance* operativa nei settori:

- **Exploration & Production** (-1.712 milioni di euro, pari al 10,9%) che riflette l'apprezzamento del 9,2% dell'euro rispetto al dollaro, la minore produzione venduta (-14,7 milioni di boe), i maggiori costi operativi e ammortamenti (in particolare di ricerca esplorativa), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dei maggiori prezzi di realizzo in dollari (petrolio +12,7%; gas naturale +2,2%);
- **Refining & Marketing** (-461 milioni di euro; -58,4%) per effetto essenzialmente della flessione del risultato dell'attività di raffinazione penalizzata dall'andamento sfavorevole dello scenario per le raffinerie complesse e dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro;
- **Petrolchimica** (-129 milioni di euro; -58,9%), dovuta in particolare alla riduzione dei margini di vendita dei prodotti.

Queste diminuzioni sono state parzialmente compensate dal miglioramento della *performance* registrato nei settori:

- **Ingegneria & Costruzioni** (+332 milioni di euro; +65,4%) e
- **Gas & Power** (+210 milioni di euro; +5,4%).

Proventi (oneri) finanziari netti

(milioni di euro)

2005		2006	2007	Var. ass.
(334)	**Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto**	**(207)**	**(412)**	**(205)**
(419)	- Oneri su debiti finanziari a breve e lungo temine	(463)	(703)	(240)
60	- Interessi attivi su depositi e c/c	194	236	42
25	- Proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	62	55	(7)
(386)	**Proventi (oneri) su contratti derivati**	**383**	**26**	**(357)**
169	**Differenze di cambio**	**(152)**	**(51)**	**101**
26	**Altri proventi (oneri) finanziari**	**21**	**174**	**153**
	- Proventi su partecipazioni strumentali all'attività operativa		188	188
123	- Proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e proventi su crediti d'imposta	136	127	(9)
(109)	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (*accreation discount*)	(116)	(186)	(70)
12	- Altri	1	45	44
(525)		**45**	**(263)**	**(308)**
159	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	116	180	64
(366)		**161**	**(83)**	**(244)**

Gli **oneri finanziari netti** di 83 milioni di euro sono aumentati di 244 milioni di euro rispetto al 2006 quando furono rilevati proventi finanziari netti di 161 milioni di euro. Il peggioramento riflette essenzialmente:

- la circostanza che nel 2006 vennero rilevati maggiori proventi sulla valutazione a *fair value* con effetto a conto economico di strumenti finanziari derivati che non soddisfano le condizioni formali per essere qualificati di copertura ai fini *IFRS*; tra questi è compresa la componente "*time value*" di alcuni derivati di copertura del rischio *commodity* (*cash flow hedge*) attivati a fronte delle operazioni di acquisto di riserve *proved* e *unproved* effettuate nel 2007 (vedi a questo proposito il commento al capitale d'esercizio netto);
- l'impatto sugli oneri finanziari dell'incremento dell'indebitamento finanziario netto medio e dei tassi di interesse su finanziamenti in euro (Euribor +1,2 punti percentuali) e in dollari (Libor +0,1 punti percentuali).

Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati dalla rilevazione del provento di 188 milioni di euro derivante dalla valutazione a *fair value* con imputazione dell'effetto netto a conto economico sia della partecipazione del 20% in OAO Gazprom Neft, sia dell'opzione di acquisto (*call option*) attribuita da Eni a Gazprom a valere sull'intero 20% di OAO Gazprom Neft. Tale provento netto corrisponde alla remunerazione finanziaria prevista contrattualmente per l'esercizio della predetta *call option* (vedi a questo proposito il commento al capitale di esercizio netto).

Proventi netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi su partecipazioni è illustrata nella tabella seguente:

2007 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	**Gruppo**
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	23	449	216	79	6	**773**
Dividendi	143	4	23			**170**
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	10			290		**300**
Altri proventi (oneri)		(5)		1	4	
	176	**448**	**239**	**370**	**10**	**1.243**

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a 1.243 milioni di euro e riguardano: (i) le quote di competenza dei risultati netti di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (773 milioni di euro), in particolare nei settori Gas & Power, Refining & Marketing e Ingegneria & Costruzioni; (ii) le plusvalenze nette realizzate nella cessione da parte del settore Ingegneria & Costruzioni della partecipazione in Haldor Topsøe AS e del gruppo Camom (complessivamente 290 milioni di euro); (iii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (170 milioni di euro), in particolare da Nigeria LNG Ltd.

L'analisi della variazione positiva di 340 milioni di euro rispetto al 2006 è illustrata nella tabella seguente:

(milioni di euro)

2005		2006	2007	Var. ass.
737	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	795	773	(22)
33	Dividendi	98	170	72
171	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	18	300	282
(27)	Altri proventi (oneri)	(8)		8
914		903	1.243	340

Imposte sul reddito

(milioni di euro)

2005		2006	2007	Var. ass.
	Utile ante imposte			
5.779	Italia	5.566	5.849	283
11.596	Estero	14.825	14.179	(646)
17.375		20.391	20.028	(363)
	Imposte sul reddito			
2.206	Italia	2.237	1.798	(439)
5.922	Estero	8.331	7.421	(910)
8.128		10.568	9.219	(1.349)
	Tax rate (%)			
38,2	Italia	40,2	30,7	(9,5)
51,1	Estero	56,2	52,3	(3,9)
46,8		51,8	46,0	(5,8)

Le **imposte sul reddito** (9.219 milioni di euro) sono diminuite di 1.349 milioni di euro, pari al 12,8%, per effetto essenzialmente dell'adeguamento della fiscalità differita alle minori aliquote e alle altre modifiche delle imposte italiane sul reddito previste dalla Legge Finanziaria 2008 (+394 milioni di euro), nonché della circostanza che nel 2006 vennero rilevati (per complessivi 347 milioni di euro) oneri sulla definizione di contenziosi fiscali e imposte differite passive riferite ai cambiamenti di regime fiscale per le operazioni *upstream* introdotti in Algeria e Regno Unito. L'adeguamento della fiscalità differita delle imprese italiane consegue alla riduzione delle aliquote previste dalla normativa fiscale italiana a partire dal 2008 (IRES dal 33% al 27,5%, IRAP dal 4,25% al 3,9%) e all'esercizio dell'opzione prevista dalla Legge Finanziaria 2008 relativa al riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti dei cespiti ammortizzabili ai maggiori valori di libro mediante pagamento di un'imposta sostitutiva.

Il *tax rate* di Gruppo del 46% si riduce di 5,8 punti percentuali rispetto al valore del 2006 (51,8%) riflettendo: (i) la minore incidenza sull'utile ante imposte dell'utile prodotto dal settore Exploration & Production; (ii) il citato adeguamento della fiscalità differita relativa alle imposte sul reddito delle imprese italiane; (iii) la rilevazione di plusvalenze sulla cessione di partecipazioni soggette a fiscalità ridotta. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla crescita del *tax rate* del settore *upstream*.

Il *tax rate adjusted*, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto dell'utile/perdita di magazzino e degli *special item*, è del 48,7% (invariato rispetto al 2006).

Utile di competenza di terzi azionisti

L'**utile di competenza di terzi azionisti** (798 milioni di euro) riguarda essenzialmente Snam Rete Gas SpA (268 milioni di euro) e Saipem SpA (514 milioni di euro).

Risultati per settore di attività[2]

Exploration & Production

(milioni di euro)

2005		2006	2007	Var. ass.	Var.%
12.592	Utile operativo	15.580	13.788	(1.792)	(11,5)
311	Esclusione *special item*	183	263		
	di cui:				
	Oneri (proventi) non ricorrenti		(11)		
311	Altri *special item:*	183	274		
247	*- svalutazioni di asset e altre attività*	*231*	*226*		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	*(61)*			
57	*- accantonamenti a fondo rischi*				
7	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*13*	*6*		
	- altro		*42*		
12.903	Utile operativo *adjusted*	15.763	14.051	(1.712)	(10,9)
(80)	Proventi (oneri) finanziari netti [a]	(59)	44	103	
10	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	85	176	91	
(6.647)	Imposte sul reddito [a]	(8.510)	(7.780)	730	
51,8	*Tax rate (%)*	*53,9*	*54,5*	*0,6*	
6.186	Utile netto *adjusted*	7.279	6.491	(788)	(10,8)
	I risultati includono:				
4.101	- ammortamenti e svalutazioni di *asset*	4.776	5.626	850	17,8
	di cui:				
445	*- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro*	*820*	*1.370*	*550*	*67,1*
173	*- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici*	*255*	*407*	*152*	*59,6*

(a) Escludono gli *special item*.

L'utile operativo *adjusted* del 2007 di 14.051 milioni di euro è diminuito di 1.712 milioni di euro rispetto al 2006, pari al 10,9%, per effetto essenzialmente: (i) dell'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (circa 1.400 milioni di euro); (ii) della flessione della produzione venduta (-14,7 milioni di boe); (iii) dei maggiori costi di ricerca esplorativa (703 milioni di euro; 840 milioni di euro a cambi costanti); (iv) dell'incremento dei costi operativi legato ai fenomeni inflativi dell'industria e degli ammortamenti di sviluppo. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +12,7%; gas naturale +2,2%).
I prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi sono aumentati in media dell'8,8% rispetto al 2006, sostenuti da quelli sui greggi che sono aumentati in misura leggermente superiore rispetto al *marker* di mercato Brent (in crescita dell'11,3%) per effetto della contrazione del differenziale di prezzo tra greggi leggeri e pesanti.

L'utile netto *adjusted* del 2007 di 6.491 milioni di euro è diminuito di 788 milioni, pari al 10,8%, per effetto del peggioramento della *performance* operativa e dell'aumento del *tax rate*, dal 53,9% al 54,5%, determinato in particolare dall'impatto del cambiamento del regime fiscale in Algeria con effetti dal secondo semestre 2006. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dai maggiori proventi su partecipazioni, in particolare relativi ai maggiori dividendi distribuiti dalla Nigeria LNG Ltd.
Gli *special item* del 2007 (263 milioni di euro) esclusi dall'utile operativo *adjusted* riguardano essenzialmente svalutazioni di attività minerarie.

(2) Per la definizione e la determinazione dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted* utilizzati nel commento dei risultati di Gruppo e dei settori di attività si veda il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*" a pag. 68.

Gas & Power

(milioni di euro)

2005		2006	2007	Var. ass.	Var. %
3.321	**Utile operativo**	**3.802**	**4.127**	**325**	**8,5**
(127)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(67)	44		
337	Esclusione *special item*	147	(79)		
	di cui:				
290	Oneri (proventi) non ricorrenti	55	(61)		
47	Altri *special item:*	92	(18)		
31	*- oneri ambientali*	44	15		
1	*- svalutazioni*	51			
6	*- accantonamenti a fondo rischi*				
8	*- oneri per incentivazione all'esodo*	37	38		
1	*- altro*	(40)	(71)		
3.531	**Utile operativo *adjusted***	**3.882**	**4.092**	**210**	**5,4**
1.777	*- Mercato e distribuzione*	2.062	2.202	140	6,8
1.162	*- Trasporto Italia*	1.087	1.114	27	2,5
448	*- Trasporto internazionale*	579	585	6	1,0
144	*- Generazione Elettrica* [a]	154	191	37	24,0
37	Proventi (oneri) finanziari netti [b]	16	11	(5)	
370	Proventi (oneri) su partecipazioni [b]	489	420	(69)	
(1.386)	Imposte sul reddito [b]	(1.525)	(1.587)	(62)	
35,2	*Tax rate (%)*	34,8	35,1	0,3	
2.552	**Utile netto *adjusted***	**2.862**	**2.936**	**74**	**2,6**

(a) A partire dal 1° gennaio 2007 i risultati della "commercializzazione di energia elettrica" sono inclusi nell'attività "mercato e distribuzione" per effetto del riassetto delle attività *power*. Conseguentemente, l'attività "generazione di energia elettrica" svolta dalla controllata EniPower include solo i risultati dell'attività di produzione di energia elettrica. I risultati dei periodi posti a confronto non sono stati oggetto di *restatement*.
(b) Escludono gli *special item*.

L'utile operativo *adjusted* del 2007 di 4.092 milioni di euro è aumentato di 210 milioni di euro rispetto al 2006, pari al 5,4%, nonostante l'andamento negativo delle vendite di gas (-0,93 miliardi di metri cubi, pari all'1,1% per le società consolidate) penalizzate dalle condizioni climatiche eccezionalmente miti registrate in particolare nel primo trimestre. All'aumento dell'utile hanno contribuito essenzialmente: (i) l'evoluzione favorevole del quadro regolatorio in materia di prezzi delle forniture al settore residenziale in virtù del più favorevole meccanismo di indicizzazione del costo della materia prima previsto dalla delibera n. 79/2007 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in riforma del regime tariffario previsto dalla delibera n. 248/2004 in vigore nel primo semestre 2006; (ii) la rilevazione nel primo trimestre 2006 di oneri di approvvigionamento a fronte dell'emergenza gas verificatasi nei mesi invernali 2005-2006; (iii) il miglioramento della *performance* dei *business* regolati in Italia (trasporto e distribuzione del gas).

L'utile netto *adjusted* del 2007 di 2.936 milioni di euro è aumentato di 74 milioni di euro rispetto al 2006 (+2,6%) per effetto dell'incremento dell'utile operativo *adjusted*. Gli *special item* del 2007 (79 milioni di euro) esclusi dall'utile operativo *adjusted* riguardano principalmente la sopravvenienza attiva rilevata a seguito della conclusione positiva del contenzioso con la Regione Sicilia riguardante il tributo istituito nel 2002 sulla proprietà di gasdotti ricadenti nel territorio regionale (71 milioni di euro).

Altre misure di performance

Di seguito si riporta l'*EBITDA* proforma *adjusted* del settore Gas & Power e il dettaglio per area di *business*:

(milioni di euro)

	2006	2007	Var. ass.	Var. %
EBITDA adjusted	4.896	5.077	181	3,7
Mercato	2.378	2.435	57	2,4
Business regolati	1.222	1.289	67	5,5
Trasporto internazionale	1.009	1.028	19	1,9
Generazione elettrica	287	325	38	13,2

L'*EBITDA* (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges*) *adjusted* è calcolato come somma dell'utile operativo *adjusted* e degli ammortamenti su base proforma includendo cioè, oltre all'*EBITDA* delle società possedute al 100%, la quota di competenza Eni dell'*EBITDA* di Snam Rete Gas (56%, quota determinata tenendo conto delle azioni proprie detenute dalla stessa società), interamente consolidata nella redazione dei conti infrannuali e annuali in base agli *IFRS*, e delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto nella redazione dei conti infrannuali e annuali in base agli *IFRS*. Il *management* ritiene che l'*EBITDA adjusted* rappresenti una misura importante nella valutazione della *performance* del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo *business* che lo rendono simile a una *utility* europea. In tale ambito, l'*EBITDA adjusted* consente agli analisti e investitori di meglio apprezzare la *performance* relativa del settore Gas & Power Eni rispetto alle altre *utility* europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle *utility*. L'*EBITDA adjusted* non è previsto né dagli *IFRS*, né dagli U.S. GAAP.

Refining & Marketing

(milioni di euro)

2005		2006	2007	Var. ass.	Var. %
1.857	**Utile operativo**	**319**	**729**	**410**	..
(1.064)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	215	(658)		
421	Esclusione *special item*	256	258		
	di cui:				
	Oneri (proventi) non ricorrenti	109	35		
421	Altri *special item:*	147	223		
337	*- oneri ambientali*	*111*	*128*		
5	*- svalutazioni*	*14*	*58*		
69	*- accantonamenti a fondo rischi*	*8*	*9*		
22	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*47*	*31*		
(12)	*- altro*	*(33)*	*(3)*		
1.214	**Utile operativo *adjusted***	**790**	**329**	**(461)**	**(58,4)**
231	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	184	126	(58)	
(500)	Imposte sul reddito [a]	(345)	(136)	209	
34,6	*Tax rate (%)*	*35,4*	*29,9*	*(5,5)*	
945	**Utile netto *adjusted***	**629**	**319**	**(310)**	**(49,3)**

(a) Escludono gli *special item*.

L'utile operativo *adjusted* del 2007 di 329 milioni di euro è diminuito di 461 milioni di euro rispetto al 2006 (-58,4%) per effetto essenzialmente della significativa flessione dei margini di raffinazione realizzati dovuta all'apprezzamento delle quotazioni dei greggi pesanti che ha penalizzato le raffinerie complesse Eni, alla flessione dei margini dei prodotti secondari (basi lubrificanti, bitumi) per i quali l'aumento delle quotazioni internazionali di riferimento è stato inferiore rispetto all'aumento del costo della carica, nonché all'apprezzamento dell'euro sul dollaro. L'attività commerciale in Italia ha registrato un minore risultato operativo per effetto: (i) dei minori margini conseguiti sul mercato rete; (ii) del minore risultato dell'attività extrarete per la diminuzione dei margini e per i minori volumi venduti (-1,8%) che hanno risentito delle condizioni climatiche eccezionalmente miti registrate nel primo trimestre dell'anno che hanno penalizzato le vendite di prodotti a uso riscaldamanto.

L'utile netto *adjusted* del 2007 pari a 319 milioni di euro si riduce di 310 milioni di euro (-49,3%).
Gli *special item* del 2007 (258 milioni di euro) esclusi dall'utile operativo *adjusted* riguardano principalmente oneri ambientali, svalutazioni di *asset*, l'accantonamento al fondo rischi a fronte di un procedimento in corso con l'autorità *antitrust* europea e oneri per incentivazione all'esodo.

Petrolchimica

(milioni di euro)

2005		2006	2007	Var. ass.	Var. %
202	Utile operativo	172	74	(98)	(57,0)
(19)	Esclusione utile di magazzino	(60)	(6)		
78	Esclusione *special item*	107	22		
	di cui:				
	Oneri (proventi) non ricorrenti	13	(2)		
78	Altri *special item*:	94	24		
29	- *svalutazioni*	50			
53	- *accantonamenti a fondo rischi*	31			
4	- *oneri per incentivazione all'esodo*	19	24		
(8)	- *altro*	(6)			
261	Utile operativo *adjusted*	219	90	(129)	(58,9)
	Proventi (oneri) finanziari netti [a]		1	1	
3	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	2	1	(1)	
(37)	Imposte sul reddito [a]	(47)	(35)	12	
227	Utile netto *adjusted*	174	57	(117)	(67,2)

(a) Escludono gli *special item*.

L'utile operativo *adjusted* del 2007 di 90 milioni di euro diminuisce di 129 milioni di euro per effetto essenzialmente della flessione dei margini di vendita dei prodotti, essenzialmente il margine del *cracker* e in misura minore i margini degli aromatici (paraxilene), connessa al forte incremento del costo della carica petrolifera più accentuato di quello dei prezzi di vendita registrato in particolare nel quarto trimestre del 2007. Questo fattore negativo è stato in parte compensato dall'effetto positivo dei maggiori volumi connessi alla circostanza che il 2006 risentiva dell'impatto sulle produzioni derivante dall'incidente occorso alla Raffineria di Priolo a fine aprile.

L'utile netto *adjusted* del 2007 pari a 57 milioni di euro si riduce di 117 milioni di euro (-67,2%).
Gli *special item* del 2007 (22 milioni di euro) esclusi dall'utile operativo *adjusted* riguardano principalmente oneri per incentivazione all'esodo.

Ingegneria & Costruzioni

(milioni di euro)

2005		2006	2007	Var. ass.	Var. %
307	Utile operativo	505	837	332	65,7
7	Esclusione *special item*:	3	3		
	di cui:				
	Oneri (proventi) non ricorrenti		(4)		
7	Altri *special item*	3	7		
4	- *svalutazioni*	1			
3	- *oneri incentivazione all'esodo*	2	7		
314	Utile operativo *adjusted*	508	840	332	65,4
141	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	66	80	14	
(127)	Imposte sul reddito [a]	(174)	(262)	(88)	
328	Utile netto *adjusted*	400	658	258	64,5

(a) Escludono gli *special item*.

L'utile operativo *adjusted* del 2007 di 840 milioni di euro aumenta di 332 milioni di euro rispetto al 2006, pari al 65,4%, per effetto del miglioramento in tutte le aree di *business*. In particolare i maggiori incrementi sono stati registrati nell'*offshore* e *onshore* a seguito dell'incremento del volume d'affari e dei maggiori margini.

L'utile netto *adjusted* di 658 milioni di euro aumenta di 258 milioni di euro rispetto al 2006 per effetto della migliore *performance* operativa anche delle entità collegate.

Altre attività

(milioni di euro)

2005		2006	2007	Var. ass.	Var. %
(934)	**Utile operativo**	**(622)**	**(444)**	**178**	**28,6**
638	Esclusione *special item*	323	237		
	di cui:				
	Oneri (proventi) non ricorrenti	62	61		
638	Altri *special item:*	261	176		
413	*- oneri ambientali*	*126*	*210*		
75	*- svalutazioni*	*22*	*6*		
130	*- accantonamenti a fondo rischi*	*75*	*13*		
6	*- oneri per incentivazione all'esodo*	*17*	*18*		
14	*- altro*	*21*	*(71)*		
(296)	**Utile operativo *adjusted***	**(299)**	**(207)**	**92**	**30,8**
	Proventi (oneri) finanziari netti [a]	(7)	(8)	(1)	
(1)	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]	5	5		
(297)	**Utile netto *adjusted***	**(301)**	**(210)**	**91**	**30,2**

(a) Escludono gli *special item*.

La perdita netta *adjusted* di 210 milioni di euro si riduce rispetto al 2006 di 91 milioni di euro.
Gli *special item* del 2007 esclusi dalla perdita operativa (237 milioni di euro) si riferiscono in particolare agli oneri ambientali (210 milioni di euro) e all'accantonamento di oneri a fronte di rischi su procedimenti *antitrust* in corso innanzi alle Autorità comunitarie, parzialmente compensati dalla transazione tra Syndial e Dow Chemical che ha regolato alcuni rapporti contrattuali pendenti tra le due società.

Corporate e società finanziarie

(milioni di euro)

2005		2006	2007	Var. ass.	Var. %
(377)	**Utile operativo**	**(296)**	**(217)**	**79**	**26,7**
149	Esclusione *special item*	56	34		
	di cui:				
	Oneri (proventi) non ricorrenti		(10)		
149	Altri *special item:*	56	44		
54	*- oneri ambientali*	*11*	*12*		
2	*- svalutazioni*				
64	*- accantonamenti a fondo rischi*				
29	*- oneri incentivazione all'esodo*	*43*	*32*		
	- altro	*2*			
(228)	**Utile operativo *adjusted***	**(240)**	**(183)**	**57**	**23,8**
(296)	Proventi (oneri) finanziari netti [a]	205	(154)	(359)	
23	Proventi (oneri) su partecipazioni [a]		4	4	
359	Imposte sul reddito [a]	89	192	103	
(142)	**Utile netto *adjusted***	**54**	**(141)**	**(195)**	..

(a) Escludono gli *special item*.

L'aggregato Corporate e società finanziarie ha registrato la perdita operativa *adjusted* di 183 milioni di euro (240 milioni di euro nel 2006) che esclude *special item* di 34 milioni di euro (56 milioni di euro nel 2006) riferiti in particolare a oneri per incentivazione all'esodo.

La perdita netta *adjusted* di 141 milioni di euro è aumentata di 195 milioni di euro rispetto al 2006 per effetto essenzialmente del peggioramento della gestione finanziaria connesso all'incremento dell'indebitamento finanziario netto medio.

Non-GAAP *measure*

Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*

Il *management* Eni valuta la *performance* del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted* ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto gli *special item*, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto di settore, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi alla valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati con imputazione a conto economico in quanto non soddisfano le condizioni formali per essere qualificati di copertura ai fini *IFRS* e le differenze di cambio. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto *adjusted* è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota del 33% prevista dalla normativa fiscale italiana. L'utile operativo e l'utile netto *adjusted* non sono previsti né dagli *IFRS*, né dagli U.S. GAAP. Il *management* ritiene che tali misure di *performance* consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei *business*, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'utile netto *adjusted* di settore è utilizzato dal *management* nel calcolo della redditività del capitale investito netto di settore (*ROACE* di settore).

Di seguito sono descritte le componenti che sono escluse dal calcolo dei risultati *adjusted*.

L'**utile/perdita di magazzino** deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli *IFRS*, costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o di diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo.

Le componenti reddituali sono classificate tra gli ***special item***, se significative, quando: (i) derivano da eventi od operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; oppure (ii) derivano da eventi od operazioni non rappresentativi della normale attività del *business*, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di *asset*, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. In applicazione della delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 le componenti reddituali derivanti da eventi od operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del *management* e nell'informativa finanziaria.

Gli **oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto** esclusi dall'utile netto *adjusted* di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Inoltre sono esclusi gli oneri/proventi relativi alla valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati e le differenze di cambio. Pertanto restano inclusi nell'utile netto *adjusted* di settore gli oneri/proventi finanziari correlati agli *asset* finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'*accreation discount* di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production). Gli oneri/proventi finanziari, al netto della fiscalità correlata, esclusi dall'utile netto *adjusted* dei settori di attività sono stati allocati sull'aggregato Corporate e società finanziarie.

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto *adjusted* a livello di settore di attività e di Gruppo e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

(milioni di euro)

2007	**E&P**	**G&P**	**R&M**	**Petrolchimica**	**Ingegneria & Costruzioni**	**Altre attività**	**Corporate e società finanziarie**	**Effetto eliminazione utili interni**	**Gruppo**
Utile operativo	13.788	4.127	729	74	837	(444)	(217)	(26)	18.868
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		44	(658)	(6)					(620)
Esclusione *special item*:									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti	(11)	(61)	35	(2)	(4)	61	(10)		8
Altri *special item*:	274	(18)	223	24	7	176	44		730
oneri ambientali		15	128			210	12		365
svalutazioni	226		58			6			290
accantonamenti a fondo rischi			9			13			22
oneri per incentivazione all'esodo	6	38	31	24	7	18	32		156
altro	42	(71)	(3)			(71)			(103)
***Special item* dell'utile operativo**	263	(79)	258	22	3	237	34		738
Utile operativo *adjusted*	14.051	4.092	329	90	840	(207)	(183)	(26)	18.986
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	44	11		1		(8)	(154)		(106)
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	176	420	126	1	80	5	4		812
Imposte sul reddito[a]	(7.780)	(1.587)	(136)	(35)	(262)		192	10	(9.598)
Tax rate (%)	*54,5*	*35,1*	*29,9*						*48,7*
Utile netto *adjusted*	6.491	2.936	319	57	658	(210)	(141)	(16)	10.094
di cui:									
- utile netto *adjusted* di terzi azionisti									624
- utile netto *adjusted* di competenza Eni									**9.470**
Utile netto di competenza Eni									**10.011**
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(499)
Esclusione *special item*:									(42)
- oneri (proventi) non ricorrenti									35
- altri special item									*(77)*
Utile netto *adjusted* di competenza Eni									**9.470**

(a) I valori escludono gli *special item*.

(milioni di euro)

2006	**E&P**	**G&P**	**R&M**	**Petrolchimica**	**Ingegneria & Costruzioni**	**Altre attività**	**Corporate e società finanziarie**	**Effetto eliminazione utili interni**	**Gruppo**
Utile operativo	15.580	3.802	319	172	505	(622)	(296)	(133)	19.327
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(67)	215	(60)					88
Esclusione *special item*:									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		55	109	13		62			239
Altri *special item*:	183	92	147	94	3	261	56		836
oneri ambientali		44	111			126	11		292
svalutazioni	231	51	14	50	1	22			369
plusvalenze nette su cessione di *asset*	(61)								(61)
accantonamenti a fondo rischi			8	31		75			114
oneri per incentivazione all'esodo	13	37	47	19	2	17	43		178
altro		(40)	(33)	(6)		21	2		(56)
***Special item* dell'utile operativo**	183	147	256	107	3	323	56		1.075
Utile operativo *adjusted*	15.763	3.882	790	219	508	(299)	(240)	(133)	20.490
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(59)	16				(7)	205		155
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	85	489	184	2	66	5			831
Imposte sul reddito[a]	(8.510)	(1.525)	(345)	(47)	(174)		89	54	(10.458)
Tax rate (%)	53,9	34,8	35,4						48,7
Utile netto *adjusted*	7.279	2.862	629	174	400	(301)	54	(79)	11.018
di cui:									
- utile netto *adjusted* di terzi azionisti									606
- utile netto *adjusted* di competenza Eni									**10.412**
Utile netto di competenza Eni									9.217
Esclusione (utile) perdita di magazzino									33
Esclusione *special item*:									1.162
- oneri (proventi) non ricorrenti									*239*
- altri special item									*923*
Utile netto *adjusted* di competenza Eni									**10.412**

(a) I valori escludono gli *special item*.

(milioni di euro)

2005	**E&P**	**G&P**	**R&M**	**Petrolchimica**	**Ingegneria & Costruzioni**	**Altre attività**	**Corporate e società finanziarie**	**Effetto eliminazione utili interni**	**Gruppo**
Utile operativo	**12.592**	**3.321**	**1.857**	**202**	**307**	**(934)**	**(377)**	**(141)**	**16.827**
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(127)	(1.064)	(19)					(1.210)
Esclusione *special item*:									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		**290**							**290**
Altri *special item*:	**311**	**47**	**421**	**78**	**7**	**638**	**149**		**1.651**
oneri ambientali		31	337			413	54		835
svalutazioni	247	1	5	29	4	75	2		363
accantonamenti a fondo rischi			39	36		126			201
maggiorazione premi assicurativi	57	6	30	17		4	64		178
oneri per incentivazione all'esodo	7	8	22	4	3	6	29		79
altro		1	(12)	(8)		14			(5)
***Special item* dell'utile operativo**	**311**	**337**	**421**	**78**	**7**	**638**	**149**		**1.941**
Utile operativo *adjusted*	**12.903**	**3.531**	**1.214**	**261**	**314**	**(296)**	**(228)**	**(141)**	**17.558**
Proventi (oneri) finanziari netti[a]	(80)	37					(296)		(339)
Proventi (oneri) su partecipazioni[a]	10	370	231	3	141	(1)	23		777
Imposte sul reddito[a]	(6.647)	(1.386)	(500)	(37)	(127)		359	52	(8.286)
Tax rate (%)	*51,8*	*35,2*	*34,6*						*46,0*
Utile netto *adjusted*	**6.186**	**2.552**	**945**	**227**	**328**	**(297)**	**(142)**	**(89)**	**9.710**
di cui:									
- utile netto *adjusted* di terzi azionisti									459
- utile netto *adjusted* di competenza Eni									**9.251**
Utile netto di competenza Eni									**8.788**
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(759)
Esclusione *special item*:									1.222
- oneri (proventi) non ricorrenti									*290*
- altri special item									*932*
Utile netto *adjusted* di competenza Eni									**9.251**

(a) I valori escludono gli *special item*.

Dettaglio degli *special item*

2005	(milioni di euro)	2006	2007
290	Oneri (proventi) non ricorrenti	239	8
	di cui:		
	effetto curtailment del TFR		*(83)*
290	*accantonamenti (utilizzi) per rischi su procedimenti antitrust e regolatori*	239	*91*
1.651	Altri *special item*:	836	730
835	oneri ambientali	292	365
363	svalutazioni	369	290
	plusvalenze nette su cessione di *asset*	(61)	
379	accantonamenti a fondo rischi	114	22
79	oneri per incentivazione all'esodo	178	156
(5)	altro	(56)	(103)
1.941	*Special item* dell'utile operativo	1.075	738
27	Oneri (proventi) finanziari	(6)	(23)
(137)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(72)	(321)
	di cui:		
(132)	*plusvalenza dismissione Italiana Petroli (IP)*		
	plusvalenza Galp Energia SGPS SA per cessione di asset regolati a Rede Eléctrica National	*(73)*	
	plusvalenza per cessione della partecipazione in Haldor Topsøe AS e Camom SA		*(290)*
(609)	Imposte sul reddito	165	(610)
	di cui:		
	adeguamento fiscalità differita delle imprese italiane		*(394)*
	supplemental tax rate UK	*91*	
	wind-fall tax Algeria	*179*	
	contenzioso fiscale in Venezuela	*77*	
1.222	Totale *special item* dell'utile netto	1.162	(216)
	di cui:		
	quota degli special item di competenza di terzi azionisti		*(174)*
	quota degli special item di competenza Eni		*(42)*

Stato patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio pubblicato nel Bilancio e nella relazione semestrale, secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il *management* ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal *management* per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (*ROACE*) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (*leverage*).

Stato patrimoniale riclassificato [a]

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	44.312	50.137	5.825
Altre immobilizzazioni	629	563	(66)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.827	2.171	344
Attività immateriali	3.753	4.333	580
Partecipazioni	4.246	6.111	1.865
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	557	725	168
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.090)	(1.191)	(101)
	54.234	**62.849**	**8.615**
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	4.752	5.499	747
Crediti commerciali	15.230	15.609	379
Debiti commerciali	(10.528)	(11.092)	(564)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(5.396)	(4.412)	984
Fondi per rischi e oneri	(8.614)	(8.486)	128
Altre attività (passività) d'esercizio:			
Partecipazioni		*2.476*	*2.476*
Altre attività (passività) [b]	*(641)*	*(2.600)*	*(1.959)*
	(5.197)	**(3.006)**	**2.191**
Fondi per benefici ai dipendenti	**(1.071)**	**(935)**	**136**
Attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto		**286**	**286**
CAPITALE INVESTITO NETTO	**47.966**	**59.194**	**11.228**
Patrimonio netto			
di competenza: - Eni	39.029	40.428	1.399
- terzi azionisti	2.170	2.439	269
	41.199	**42.867**	**1.668**
Indebitamento finanziario netto	**6.767**	**16.327**	**9.560**
COPERTURE	**47.966**	**59.194**	**11.228**

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" alle pagg. 80 e 81.
(b) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di 248 milioni di euro (245 milioni di euro al 31 dicembre 2006) e crediti finanziari e titoli a copertura delle riserve tecniche dell'attività assicurativa di Eni di 368 milioni di euro (417 milioni di euro al 31 dicembre 2006).

L'apprezzamento dell'euro, in particolare sul dollaro, rispetto al 31 dicembre 2006 (cambio EUR/USD 1,472 al 31 dicembre 2007 contro 1,317 al 31 dicembre 2006, +11,8%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2007, una diminuzione del valore contabile del capitale investito netto di circa 2.850 milioni di euro, del patrimonio netto di circa 2.000 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di circa 850 milioni di euro.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2007 ammonta a 59.194 milioni di euro milioni di euro con un incremento di 11.228 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2006.

Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato (62.849 milioni di euro) aumenta di 8.615 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2006 (54.234 milioni di euro) per effetto degli investimenti tecnici (10.593 milioni di euro) e delle acquisizioni di *asset* e partecipazioni immobilizzate (7.138 miliardi di euro), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni dell'anno (7.236 milioni di euro) e dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro nella conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Nella voce **Altre immobilizzazioni** del capitale immobilizzato sono comprese per un valore di libro di 829 milioni di dollari (pari a 563 milioni di euro al cambio del 31 dicembre 2007) le immobilizzazioni dedicate al contratto di servizio relativo alle attività minerarie nell'area di Dación della *branch* venezuelana della controllata Eni Dación BV. Con effetto dal 1° aprile 2006 la compagnia petrolifera di stato venezuelano Petróleos de Venezuela SA (PDVSA) ha comunicato a Eni Dación BV la risoluzione unilaterale del contratto assumendo la conduzione delle attività. Nel febbraio 2008 è stato raggiunto un accordo con le autorità venezuelane per un indennizzo in denaro degli *asset* espropriati da corrispondersi in sette rate annuali. L'indennizzo è esente da imposte ed è prevista la maturazione di interessi a decorrere dalla data dell'accordo. Tenuto conto dell'esenzione fiscale e dell'attualizzazione del valore connessa al pagamento differito, il valore attuale dell'indennizzo è in linea con il valore di libro dell'*asset*, al netto dei fondi ad esso relativi. A seguito dell'accordo raggiunto è stato abbandonato l'arbitrato internazionale iniziato nel 2006.

Nella voce **Partecipazioni** è compresa la quota del 60% di Artic Russia BV (Eni 60%, Enel 40%; ex Eni Russia BV) che possiede il 100% di OOO SeverEnergia (ex EniNeftegaz) che il 4 aprile 2007 ha acquisito l'intero capitale delle tre società russe – OAO Arctic Gas, OAO Urengoil e OAO Neftegaztechnologia – attive nella ricerca e produzione di gas naturale, in esito all'aggiudicazione dell'asta per il secondo lotto degli *asset* della società in liquidazione Yukos. I due *partner* hanno attribuito a Gazprom la *call option* sul 51% di SeverEnergia esercitabile entro 24 mesi a partire dalla data di aggiudicazione dell'asta. Eni valuta la partecipazione in Artic Russia BV con il metodo del patrimonio netto in quanto, sulla base degli accordi in essere, si realizza la fattispecie di controllo congiunto. L'*equity interest* applicato è quello corrente del 60% che non tiene conto del possibile esercizio della *call option* da parte di Gazprom.

Capitale di esercizio netto

Il **capitale di esercizio netto** (-3.006 milioni di euro) è aumentato di 2.191 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2006 per effetto principalmente:

- dell'acquisto della partecipazione del 20% nella società di diritto russo OAO Gazprom Neft (v. il successivo paragrafo "Partecipazioni" del capitale di esercizio netto);
- dell'incremento delle rimanenze valutate al costo medio ponderato, dovuto all'aumento dei prezzi in euro dei greggi e dei prodotti petroliferi;
- dei minori debiti tributari e fondo imposte netto per effetto essenzialmente dell'adeguamento della fiscalità differita alle minori aliquote e alle altre modifiche delle imposte italiane sul reddito previste dalla Legge Finanziaria per il 2008, nonché delle minori imposte correnti;
- della rilevazione del credito a fronte del dividendo deliberato da OAO Gazprom Neft il 22 giugno 2007 e non ancora distribuito.

Questi incrementi sono stati parzialmente compensati dalla variazione negativa di 2.248 milioni di euro (1.383 milioni di euro al netto del relativo effetto fiscale) del *fair value* di strumenti derivati di copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa[3] attesi dalla vendita nel periodo 2008-2011 di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 (125,7 milioni di boe). Tali strumenti derivati sono stati attivati in considerazione delle acquisizioni di *proved* e *unproved property* realizzate nel 2007 in Congo e nel Golfo del Messico. Gli strumenti derivati posti in essere sono in parte contratti di vendita a termine a prezzo fisso, in parte opzioni di vendita e d'acquisto con identica data di esercizio esercitabili al verificarsi di prezzi di mercato del greggio di riferimento rispettivamente inferiori o superiori a quelli stabiliti. Le variazioni del *fair value* dei derivati in oggetto sono sospese a patrimonio netto a eccezione di quelle determinate essenzialmente da oscillazioni del prezzo di mercato all'interno di quelli previsti dalle opzioni di vendita e d'acquisto (componente "*time value*") che sono imputate a conto economico fra gli oneri finanziari (52 milioni di euro) in quanto inefficaci ai fini della copertura.

La voce del capitale di esercizio netto "**Partecipazioni**" accoglie il valore attribuito alla partecipazione del 20% nel capitale sociale di OAO Gazprom Neft, società quotata alla borsa di Londra con un flottante pari a circa il 5% del capitale sociale, acquisita il 4 aprile 2007 in esito all'aggiudicazione dell'asta per il secondo lotto degli *asset* ex-Yukos nell'ambito della relativa procedura di liquidazione. Tale classificazione è stata effettuata in considerazione dell'opzione di acquisto attribuita a Gazprom sull'intero 20% di OAO Gazprom Neft, esercitabile entro 24 mesi a partire dalla data di aggiudicazione dell'asta, ad un prezzo corrispon-

(3) *Cash flow hedge.*

dente a quello di aggiudicazione (3,7 miliardi di dollari), detratti i dividendi e aumentato degli eventuali aumenti di capitale, della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente e dei costi accessori di finanziamento. In applicazione della *fair value option* prevista dallo IAS 39, la partecipazione è valutata al *fair value* con imputazione degli effetti della variazione del *fair value* a conto economico, anziché tra le riserve di patrimonio netto, al fine di assicurare la simmetria con la rappresentazione a conto economico del derivato rappresentato dalla relativa *call option*. Pertanto il valore di iscrizione della partecipazione è pari al suo *fair value*, espresso dalla quotazione di borsa, rettificato del *fair value* attribuito all'opzione di acquisto, e corrisponde al prezzo d'esercizio dell'opzione al 31 dicembre 2007.

Le **attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto** di 286 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) le partecipazioni del 30% di GTT (Gaztransport et Technigaz SAS) e del 20% di Fertinitro (Fertlizantes Nitrogenados de Oriente) nel settore Ingegneria & Costruzioni. La GTT opera nel settore della costruzione dei serbatoi delle navi per il trasporto di GNL. La Fertinitro opera nel settore della produzione dei fertilizzanti; (ii) la Padana Assicurazioni SpA.

L'incidenza dei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing sul capitale investito netto è dell'89% (90% al 31 dicembre 2006).

Return On Average Capital Employed (ROACE)

Indice di rendimento del capitale investito. Per il Gruppo è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted*, prima degli interessi di terzi azionisti e rettificato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio. L'effetto fiscale correlato agli oneri finanziari è determinato in base all'aliquota del 33% prevista dalla normativa fiscale italiana. Il capitale investito finale utilizzato per il calcolo del capitale investito netto medio è rettificato dell'utile/perdita di magazzino rilevata nell'esercizio al netto del relativo effetto fiscale. Per i settori di attività, il *ROACE* è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted* e il capitale investito netto medio di competenza di ciascun settore, rettificando il capitale investito netto finale dell'utile/perdita di magazzino al netto del relativo effetto fiscale per i settori dove il fenomeno è presente.

2007 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto *adjusted*	**6.491**	**2.936**	**319**	**10.094**
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	**174**
Utile netto *adjusted unlevered*	**6.491**	**2.936**	**319**	**10.268**
Capitale investito netto adjusted				
- ad inizio periodo	18.590	18.906	5.631	**47.966**
- a fine periodo	24.643	20.547	7.149	**58.695**
Capitale investito netto medio *adjusted*	**21.617**	**19.727**	**6.390**	**53.331**
***ROACE adjusted* (%)**	**30,0**	**14,9**	**5,0**	**19,3**

Assumendo al 31 dicembre 2007 l'esercizio da parte di Gazprom delle opzioni per l'acquisto del 20% di OAO Gazprom Neft e del 51% delle tre società russe del gas naturale ex-Yukos (quota Eni 60%), il *ROACE* di Gruppo e della divisione Exploration & Production si ridetermina rispettivamente in 19,9% e 32,5%.

2006 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto *adjusted*	**7.279**	**2.862**	**629**	**11.018**
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	**46**
Utile netto *adjusted unlevered*	**7.279**	**2.862**	**629**	**11.064**
Capitale investito netto adjusted				
- ad inizio periodo	20.206	18.978	5.993	**49.692**
- a fine periodo	18.590	18.864	5.766	**47.999**
Capitale investito netto medio *adjusted*	**19.398**	**18.921**	**5.880**	**48.846**
***ROACE adjusted* (%)**	**37,5**	**15,1**	**10,7**	**22,7**

2005 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto *adjusted*	6.186	2.552	945	9.710
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto del relativo effetto fiscale)	-	-	-	42
Utile netto *adjusted unlevered*	6.186	2.552	945	9.752
Capitale investito netto adjusted				
- ad inizio periodo	17.954	18.387	5.081	45.983
- a fine periodo	20.206	18.898	5.326	48.933
Capitale investito netto medio *adjusted*	19.080	18.643	5.204	47.458
ROACE adjusted (%)	32,4	13,7	18,2	20,5

Leverage e indebitamento finanziario netto

Il "*leverage*" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti. Il *management* Eni utilizza il *leverage* per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di *benchmark* con gli *standard* dell'industria. L'obiettivo del *management* nel medio termine è di mantenere una struttura finanziaria solida sintetizzata da un valore del *leverage* non superiore a 0,40.

(milioni di euro)	31.12.2006	**31.12.2007**	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	11.699	19.830	**8.131**
Debiti finanziari a breve termine	*4.290*	*8.500*	**4.210**
Debiti finanziari a lungo termine	*7.409*	*11.330*	**3.921**
Disponibilità liquide ed equivalenti	(3.985)	(2.114)	**1.871**
Titoli non strumentali all'attività operativa	(552)	(174)	**378**
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(395)	(1.215)	**(820)**
Indebitamento finanziario netto	6.767	16.327	9.560
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	41.199	42.867	1.668
Leverage	0,16	0,38	0,22

L'**indebitamento finanziario netto** al 31 dicembre 2007 di 16.327 milioni di euro è aumentato di 9.560 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2006.

I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a 19.830 milioni di euro, di cui 8.500 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 737 milioni di euro) e 11.330 milioni di euro a lungo termine.

Il ***leverage***, rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti, passa dallo 0,16 al 31 dicembre 2006 allo 0,38 al 31 dicembre 2007. Assumendo al 31 dicembre 2007 l'esercizio da parte di Gazprom delle opzioni per l'acquisto del 20% di OAO Gazprom Neft e del 51% delle tre società russe del gas naturale ex-Yukos (Eni 60%), il *leverage* si ridetermina in 0,31.

Prospetto delle principali variazioni del patrimonio netto

(milioni di euro)		
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2006		**41.199**
Utile netto	10.809	
Utili (perdite) iscritti direttamente a riserva da *cash flow hedge*	(1.370)	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(4.583)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(289)	
Acquisto di azioni proprie Eni SpA	(680)	
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione dei dirigenti	55	
Effetto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di società consolidate (Snam Rete Gas, Saipem SpA)	(201)	
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(1.980)	
Altre variazioni	(93)	
Totale variazioni		**1.668**
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2007		**42.867**
di competenza:		
Eni		**40.428**
terzi azionisti		2.439

Il **patrimonio netto** al 31 dicembre 2007 (42.867 milioni di euro) è aumentato di 1.668 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2006 per effetto essenzialmente dell'utile netto del periodo prima degli interessi di terzi azionisti (10.809 milioni di euro) i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dal pagamento dei dividendi, dalla variazione del *fair value* dei contratti di copertura iscritta a riserva da *cash flow hedge* (1.370 milioni di euro, al netto del relativo effetto fiscale di 867 milioni di euro), dall'acquisto di azioni proprie e dall'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Prospetto di raccordo del risultato d'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

	Risultato di periodo		Patrimonio netto	
(milioni di euro)	2006	2007	31.12.2006	31.12.2007
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	**5.821**	**6.600**	**26.935**	**28.926**
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati dell'esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	3.823	4.122	16.136	16.320
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(52)	(1)	1.138	1.245
- eliminazione rettifiche e accantonamenti di natura esclusivamente fiscale e uniformità dei principi contabili	627	649	(1.435)	(1.235)
- eliminazione di utili infragruppo	(237)	(435)	(2.907)	(3.383)
- imposte sul reddito differite e anticipate	(195)	(97)	1.244	711
- altre rettifiche	36	(29)	88	283
	9.823	**10.809**	**41.199**	**42.867**
Interessi di terzi	(606)	(798)	(2.170)	(2.439)
Come da bilancio consolidato	**9.217**	**10.011**	**39.029**	**40.428**

Rendiconto finanziario riclassificato e variazione dell'indebitamento finanziario netto

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema obbligatorio al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il *"free cash flow"* cioè l'avanzo o il *deficit* di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il *free cash flow* che è una misura di risultato *non-GAAP* chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale pro-prio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Rendiconto finanziario riclassificato [a]

2005	(milioni di euro)	2006	2007	Var. ass.
9.247	**Utile netto**	9.823	10.809	986
	a rettifica:			
6.518	- ammortamenti e altri componenti non monetari	5.753	6.346	593
(220)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(59)	(309)	(250)
8.471	- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	10.435	8.850	(1.585)
24.016	**Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio**	25.952	25.696	(256)
(2.422)	Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(1.024)	(1.667)	(643)
(6.658)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(7.927)	(8.512)	(585)
14.936	**Flusso di cassa netto da attività di esercizio**	17.001	15.517	(1.484)
(7.414)	Investimenti tecnici	(7.833)	(10.593)	(2.760)
(127)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(95)	(9.665)	(9.570)
542	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	328	659	331
293	Altre variazioni relative all'attività di investimento	361	(35)	(396)
8.230	***Free cash flow***	9.762	(4.117)	(13.879)
(109)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	216	(479)	(695)
(540)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(682)	8.761	9.443
(7.284)	Flusso di cassa del capitale proprio	(6.443)	(5.836)	607
33	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(201)	(200)	1
330	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	2.652	(1.871)	(4.523)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

2005		2006	2007	Var. ass.
8.230	***Free cash flow***	9.762	(4.117)	(13.879)
(19)	Debiti e crediti finanziari società acquisite		(244)	(244)
21	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	1		(1)
(980)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	388	637	249
(7.284)	Flusso di cassa del capitale proprio	(6.443)	(5.836)	607
(32)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	3.708	(9.560)	(13.268)

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" alle pagg. 82 e 83.

Il flusso di cassa generato dalla gestione (15.517 milioni di euro), unitamente agli incassi da dismissioni (659 milioni di euro), ha consentito in parte di coprire i fabbisogni finanziari connessi: (i) alla realizzazione degli investimenti tecnici e progetti esplorativi (10.593 milioni di euro); (ii) all'acquisto di *asset* e partecipazioni (9.909 milioni di euro, incluso l'indebitamento finanziario netto acquisito) riferite essenzialmente alle partecipazioni del 20% in OAO Gazprom Neft e del 60% nelle tre società russe attive nel gas in esito all'aggiudicazione dell'asta per il Lotto 2 degli *asset* ex-Yukos (3,73 miliardi di euro), alle attività *upstream* della Dominion Resources nel Golfo del Messico (3,5 miliardi di euro) e agli *asset* petroliferi *onshore* in Congo (circa un miliardo di euro), all'acquisto del 24,9% di Burren Energy (0,6 miliardi di euro), nonché ad *asset* nel *downstream* petrolifero (0,4 miliardi di euro); (iii) al pagamento dei dividendi (4.872 milioni di euro); (iv) all'acquisto di azioni proprie (1.038 milioni di euro).

Il flusso di cassa del capitale proprio (5.836 milioni di euro) ha riguardato essenzialmente il pagamento dei dividendi di Eni di 4.583 milioni di euro (di cui 2.384 milioni riferiti al saldo del dividendo 2006 e 2.199 milioni all'acconto sul dividendo 2007) e 211 e 71 milioni di euro rispettivamente da parte di Snam Rete Gas SpA e Saipem SpA. Inoltre ha riguardato l'acquisto di azioni proprie da parte di Eni SpA (680 milioni di euro), Snam Rete Gas SpA e Saipem SpA (complessivamente 358 milioni di euro) per un importo complessivo di 1.038 milioni di euro che diventano 965 milioni al netto dell'effetto della cessione di azioni di dirigenti del Gruppo a fronte dei piani di incentivazione.

Nel periodo 1° gennaio - 31 dicembre 2007 sono inoltre stati acquistati 27,56 milioni di azioni proprie Eni per il corrispettivo di 680 milioni di euro (in media 24,694 euro per azione). Dalla data di inizio del programma (1° settembre 2000) sono state acquistate 362,56 milioni di azioni proprie, pari al 9,05% del capitale sociale, per il corrispettivo di 6.193 milioni di euro (in media 17,081 euro per azione).

Investimenti tecnici

2005	(milioni di euro)	2006	2007	Var. ass.	Var. %
4.965	Exploration & Production	5.203	6.625	1.422	27,3
1.152	Gas & Power	1.174	1.366	192	16,4
656	Refining & Marketing	645	979	334	51,8
112	Petrolchimica	99	145	46	46,5
349	Ingegneria & Costruzioni	591	1.410	819	..
48	Altre attività	72	59	(13)	(18,1)
132	Corporate e società finanziarie	88	108	20	22,7
	Effetto eliminazione utili interni	(39)	(99)	(60)	
7.414	**Investimenti tecnici**	**7.833**	**10.593**	**2.760**	**35,2**

Gli **investimenti tecnici** del 2007 ammontano a 10.593 milioni di euro (7.833 milioni di euro nel 2006) di cui l'84,7% nei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing, e hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (4.788 milioni di euro), in particolare in Kazakhstan, Egitto, Angola, Italia e Congo;
- le attività di ricerca esplorativa (1.659 milioni di euro), con investimenti concentrati per il 94% all'estero, in particolare in Golfo del Messico, Egitto, Norvegia, Nigeria e Brasile;
- lo sviluppo e il mantenimento delle reti di trasporto e distribuzione del gas in Italia (886 milioni di euro) e il potenziamento dei gasdotti di importazione (253 milioni di euro);
- il proseguimento del programma di costruzione delle centrali di generazione di energia elettrica (175 milioni di euro);
- il settore Refining & Marketing (979 milioni di euro) per l'incremento della capacità di conversione e la flessibilità delle raffinerie, tra cui la realizzazione di una nuova unità di *hydrocracking* nella raffineria di Sannazzaro, nonché il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e all'estero;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (1.410 milioni di euro) per l'*upgrading* della flotta.

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

(milioni di euro)		31.12.2006		31.12.2007	
Voci dello Stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al bilancio consolidato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			44.312		50.137
Altre immobilizzazioni			629		563
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.827		2.171
Attività immateriali			3.753		4.333
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni			4.246		6.111
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 3 e nota 13)		557		725
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.090)		(1.191)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 3)	100		125	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 15)	2		7	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 17)	(1.166)		(1.301)	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 25)	(26)		(22)	
Totale Capitale immobilizzato			**54.234**		**62.849**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			4.752		5.499
Crediti commerciali	(vedi nota 3)		15.230		15.609
Debiti commerciali	(vedi nota 17)		(10.528)		(11.092)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(5.396)		(4.412)
- passività per imposte sul reddito correnti		(1.640)		(1.688)	
- passività per altre imposte correnti		(1.190)		(1.383)	
- passività per imposte differite		(5.852)		(5.471)	
- altre passività per imposte	(vedi nota 25)			(215)	
- attività per imposte sul reddito correnti		116		703	
- attività per altre imposte correnti		542		833	
- attività per imposte anticipate		1.725		1.915	
- altre attività per imposte	(vedi nota 15)	903		894	
Fondi per rischi ed oneri			(8.614)		(8.486)
Altre attività (passività) di esercizio:					
Partecipazioni					2.476
Altre attività (passività) di esercizio, composte da:			(641)		(2.600)
- titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 2)	420		259	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 3)	242		357	
- altri crediti	(vedi nota 3)	3.080		3.568	
- altre attività (correnti)		855		1.080	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 15)	89		209	
- acconti e anticipi, Altri debiti	(vedi nota 17)	(4.301)		(4.723)	
- altre passività (correnti)		(634)		(1.556)	
- altri debiti, Altre passività	(vedi nota 25)	(392)		(1.794)	
Totale Capitale di esercizio netto			**(5.197)**		**(3.006)**
Fondi per benefici ai dipendenti			**(1.071)**		**(935)**
Attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto, composte da:					**286**
- attività destinate alla vendita				383	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita				(97)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			**47.966**		**59.194**

segue **Stato patrimoniale riclassificato**

(milioni di euro)

Voci dello Stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al bilancio consolidato	31.12.2006 Valori parziali da schema obbligatorio	31.12.2006 Valori da schema riclassificato	31.12.2007 Valori parziali da schema obbligatorio	31.12.2007 Valori da schema riclassificato
CAPITALE INVESTITO NETTO			**47.966**		**59.194**
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti			**41.199**		**42.867**
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			11.699		19.830
- passività finanziarie a lungo termine		7.409		11.330	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		890		737	
- passività finanziarie a breve termine		3.400		7.763	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(3.985)		(2.114)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 2)		(552)		(174)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa, composti da:			(395)		(1.215)
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 3)	(143)		(990)	
- altre attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 13)	(252)		(225)	
Totale Indebitamento finanziario netto [a]			**6.767**		**16.327**
COPERTURE			**47.966**		**59.194**

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'Indebitamento finanziario netto si veda anche la nota n. 21 al bilancio consolidato.

Rendiconto finanziario riclassificato

(milioni di euro)

Voci del rendiconto riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	2006		2007	
	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Utile netto		**9.823**		**10.809**
a rettifica:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		5.753		6.346
- ammortamenti	6.153		7.029	
- rivalutazioni nette	(386)		(494)	
- variazione fondi per rischi e oneri	(86)		(122)	
- variazione fondo benefici per i dipendenti	72		(67)	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(59)		(309)
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		10.435		8.850
- dividendi	(98)		(170)	
- interessi attivi	(387)		(603)	
- interessi passivi	346		523	
- differenze cambio	6		(119)	
- imposte sul reddito	10.568		9.219	
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio		**25.952**		**25.696**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione		(1.024)		(1.667)
- rimanenze	(953)		(1.117)	
- crediti commerciali e diversi	(1.952)		(655)	
- altre attività	(315)		(362)	
- debiti commerciali e diversi	2.146		360	
- altre passività	50		107	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(7.927)		(8.512)
- dividendi incassati	848		658	
- interessi incassati	395		333	
- interessi pagati	(294)		(555)	
- imposte sul reddito pagate	(8.876)		(8.948)	
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		**17.001**		**15.517**
Investimenti tecnici		(7.833)		(10.593)
- immobilizzazioni materiali	(6.138)		(8.532)	
- immobilizzazioni immateriali	(1.695)		(2.061)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(95)		(9.665)
- partecipazioni	(42)		(4.890)	
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(46)		(4.759)	
- acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(7)		(16)	
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		328		659
- immobilizzazioni materiali	237		172	
- immobilizzazioni immateriali	12		28	
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	8		56	
- partecipazioni	36		403	
- cessioni di quote di partecipazioni in imprese consolidate	35			
Altre variazioni relative all'attività di investimento		361		(35)
- titoli	(49)		(76)	
- crediti finanziari	(516)		(1.646)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(26)		185	
riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	178		1.045	
- disinvestimenti finanziari: titoli	382		491	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	794		545	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(8)		(13)	
riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(394)		(566)	
Free cash flow		9.762		(4.117)

segue **Rendiconto finanziario riclassificato**

(milioni di euro)	2006		2007	
Voci del rendiconto riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Free cash flow		9.762		(4.117)
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		216		(479)
riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(178)		(1.045)	
riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	394		566	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(682)		8.761
- assunzione di debiti finanziari non correnti	2.888		6.589	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.621)		(2.295)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(949)		4.467	
Flusso di cassa del capitale proprio		(6.443)		(5.836)
- apporti netti di capitale proprio da terzi	22		1	
- dividendi distribuiti ad azionisti Eni	(4.610)		(4.583)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(222)		(289)	
- acquisto netto di azioni proprie	(1.156)		(625)	
- acquisto netto di azioni proprie diverse dalla controllante	(477)		(340)	
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		(201)		(200)
- effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	(4)		(40)	
- effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(197)		(160)	
Flusso di cassa netto del periodo		**2.652**		**(1.871)**

Altre informazioni

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

Evoluzione prevedibile della gestione

Le previsioni del *management* sull'andamento nel 2008 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività Eni sono le seguenti:

- **produzione di idrocarburi**: prevista in aumento rispetto al 2007 (1,736 milioni di boe/giorno nel 2007) a scenario Eni. Il contributo degli *asset* acquisiti nel 2007 nel Golfo del Messico e in Congo e, a partire dal gennaio 2008, di Burren Energy, nonché la crescita organica attesa in Nigeria, Angola e Libia, sosterranno la *performance* produttiva a fronte del declino dei giacimenti maturi atteso in particolare in Regno Unito e Italia;
- **vendite di gas mondo**: previste in crescita rispetto al 2007 (98,96 miliardi di metri cubi nel 2007) per effetto dell'incremento atteso nelle aree di consumo *target* del resto d'Europa, in particolare Francia, Germania/Austria e Spagna;
- **vendite di energia elettrica**: previste in aumento rispetto al 2007 (33,19 TWh nel 2007) per effetto dello *start-up* atteso della centrale di Ferrara;
- **lavorazioni in conto proprio**: in lieve aumento rispetto al 2007 (37,15 milioni di tonnellate nel 2007) per effetto delle maggiori lavorazioni della Ceska Rafinerska a seguito dell'incremento della quota di partecipazione nel 2007, in parte assorbite dalla flessione attesa in Italia dovuta a previste fermate per interventi di ottimizzazione, principalmente nelle raffinerie di Venezia e Taranto;
- **vendite di prodotti petroliferi rete**: a struttura costante in lieve crescita rispetto al 2007 (12,65 milioni di tonnellate nel 2007). In Italia le vendite sono attese stabili, nonostante la previsione di calo dei consumi nazionali, supportate dalle azioni commerciali in programma. In Europa, escludendo l'impatto della prevista dismissione delle attività nella Penisola Iberica, le vendite sono attese in aumento per effetto del pieno contributo delle acquisizioni effettuate nel 2007 in Europa Centro Orientale.

Nel 2008 sono previsti investimenti tecnici in crescita rispetto al 2007 (10,59 miliardi di euro nel 2007). I principali aumenti sono attesi nello sviluppo delle riserve di idrocarburi, nell'*upgrading* della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione, nonché nel potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale. Sono previsti investimenti finanziari essenzialmente per il completamento dell'acquisizione di Burren Energy. Sulla base degli esborsi programmati per gli investimenti e la remunerazione del capitale proprio e assumendo lo scenario Eni di prezzo Brent, Eni prevede a fine 2008 un *leverage* inferiore o superiore rispetto al livello del 2007 (0,38 nel 2007) in dipendenza dell'esercizio o meno da parte di Gazprom delle opzioni d'acquisto sugli *asset* russi.

Relazione sulla Corporate Governance

La presente Relazione intende fornire un quadro generale e completo sul sistema di governo societario adottato da Eni. Adempiendo agli obblighi normativi e regolamentari in materia, la Relazione contiene altresì le informazioni sugli assetti proprietari, sull'adesione ai codici di comportamento e sull'osservanza degli impegni conseguenti, evidenziando le scelte che la società ha effettuato nell'applicazione dei principi di autodisciplina. Il testo della Relazione è pubblicato sul sito Internet della società **www.eni.it**, sezione *Corporate Governance* ed è trasmesso a Borsa Italiana con le modalità e nei termini previsti dai regolamenti applicabili.

Codice Etico

Il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto importante definire con chiarezza i valori e i principi che guidano l'azione di Eni, all'interno come all'esterno, per garantire che tutte le attività del Gruppo siano svolte nell'osservanza delle leggi, in un quadro di concorrenza leale, con onestà, integrità, correttezza e buona fede, nel rispetto degli interessi legittimi di tutti gli *stakeholder*: azionisti, dipendenti, fornitori, clienti, *partner* commerciali e finanziari, collettività dei Paesi in cui Eni è presente con le proprie attività.

Tutti coloro che lavorano in Eni, senza distinzioni o eccezioni, sono impegnati a osservare e a fare osservare tali principi nell'ambito delle proprie funzioni e responsabilità. In nessun modo la convinzione di agire a vantaggio di Eni può giustificare l'adozione di comportamenti in contrasto con questi principi. Questi valori sono fissati nel Codice Etico, la cui osservanza da parte dei dipendenti è oggetto di valutazione consiliare sulla base della relazione annuale del Garante del Codice Etico. Nella riunione del 14 marzo 2008, il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'aggiornamento del Codice per recepire l'evoluzione del quadro normativo, sviluppare le tematiche inerenti i diritti umani e la sostenibilità, garantire l'adeguamento alle *best practices* internazionali e aggiornare i riferimenti in relazione all'intervenuta evoluzione dell'assetto organizzativo di Eni. Il Codice rappresenta tra l'altro un principio generale non derogabile del Modello 231, del quale è parte integrante. Il Codice Etico è pubblicato sul sito Internet di Eni: **www.eni.it**.

Codice di autodisciplina

Nella riunione del 13 dicembre 2006 il Consiglio ha deliberato di aderire al nuovo Codice di autodisciplina delle società quotate in borsa, nella versione emanata il 14 marzo 2006 ("Codice di Borsa")[1], adottando un Codice (di seguito anche "Codice" o "Codice Eni"), che recepisce il Codice di Borsa, adeguandone le raccomandazioni alla realtà specifica di Eni, chiarendone alcune ed elevando, al contempo, il livello generale della *governance* della Società. L'obiettivo è stato quello di predisporre un testo che espone in modo chiaro e completo il quadro del sistema di *governance* di Eni.

In particolare, il Codice tiene conto del fatto che Eni è una società capogruppo, non controllata da altra società, né sottoposta ad altrui direzione o coordinamento e pertanto sono state adeguate le disposizioni del Codice di Borsa non coerenti con tale situazione, che avrebbero potuto creare confusione negli investitori e negli altri *stakeholder*. Parimenti si è tenuto conto delle

(1) Il Codice di autodisciplina di Borsa cui Eni aderisce è reperibile sul sito di Borsa Italiana SpA, all'indirizzo Internet www.borsaitaliana.it.

vigenti disposizioni statutarie che stabiliscono un sistema di amministrazione e controllo di tipo tradizionale (eliminando quindi le previsioni relative ai modelli monistico e dualistico contenute nel Codice di Borsa), la separazione delle cariche di Presidente e Amministratore Delegato (che non rende necessaria la nomina di un *lead independent director*) e che dettano specifiche previsioni sulla nomina e la composizione del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale.

Ai fini di una maggiore trasparenza e comprensione, il Codice Eni esercita direttamente la scelta là dove il Codice di Borsa rimette ai singoli emittenti la scelta tra diverse opzioni, senza rinviare cioè ad atti successivi (ad es. la scelta di non ridistribuire o modificare le funzioni dei Comitati interni del Consiglio, di prevedere un solo preposto al controllo interno, di prevedere che il preposto riferisca anche all'Amministratore Delegato, di non affidare l'Internal Audit a soggetti esterni).

Le previsioni del Codice di Borsa che si riferiscono a competenze dell'Assemblea sono state poste in forma di auspicio o raccomandazione, non potendo il Consiglio garantirne l'osservanza; il Consiglio intende comunque richiamare l'attenzione degli azionisti e dell'Assemblea al rispetto di tali previsioni, ovvero, laddove utile, a promuovere modifiche statutarie.

Alcune raccomandazioni generiche del Codice di Borsa sono state specificate, in particolare quelle relative ai criteri di indipendenza degli amministratori, adottando formulazioni puntuali per l'individuazione della "remunerazione aggiuntiva" che pregiudica la posizione di indipendenza e la definizione degli "stretti familiari".

Sono state infine previste disposizioni che elevano il livello di *governance* proposto dal Codice di Borsa ed in particolare:

- l'interesse di tutti gli *stakeholder* è stato assunto come criterio di riferimento per gli amministratori;
- la periodicità minima dell'informativa al Consiglio da parte degli amministratori con deleghe è stata ridotta da tre a due mesi;
- per l'autovalutazione del Consiglio è prevista la possibilità di avvalersi dell'assistenza di un consulente esterno specializzato, per assicurare obiettività all'esercizio;
- è stato sottolineato l'impegno di amministratori e sindaci a mantenere la carica fin quando possono assicurare la disponibilità del tempo necessario allo svolgimento del compito;
- è stato previsto che i Comitati interni del Consiglio non possano essere composti da un numero di consiglieri che rappresentino la maggioranza del Consiglio, per non alterare il processo di formazione della volontà consiliare;
- è stato introdotto il parere del Comitato per il controllo interno sulle regole per assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate e di quelle nelle quali un Amministratore sia portatore di un interesse;
- per la nomina del preposto al controllo interno, la proposta al Consiglio non è formulata dal solo Amministratore Delegato, ma d'intesa con il Presidente;
- è previsto che almeno due componenti del Comitato per il controllo interno possiedano una adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria (il Codice di Borsa ne prevede uno solo).

Il Collegio Sindacale è stato invitato ad aderire espressamente alle disposizioni che lo riguardano e questo vi ha aderito prontamente nella stessa riunione del 13 dicembre 2006.

Il Consiglio di Amministrazione, nella riunione citata del 13 dicembre 2006, ha altresì approvato alcune delibere di attuazione e specificazione delle disposizioni del Codice; in particolare:

- sono state ridefinite le attribuzioni del Consiglio di Amministrazione, che mantiene una posizione di assoluta centralità nel sistema di *corporate governance* della Società, con ampie competenze, anche in materia di organizzazione della Società e del Gruppo;
- sono state definite le operazioni più rilevanti, della Società e delle controllate, sottoposte all'approvazione del Consiglio;
- è stato riservato un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione nella definizione delle politiche di sostenibilità e nell'approvazione del bilancio di Sostenibilità, di cui è prevista anche la sottoposizione all'Assemblea dei soci;
- sono state individuate le società controllate aventi rilevanza strategica;
- sono stati definiti gli orientamenti sul cumulo degli incarichi degli amministratori per assicurare a essi il tempo necessario all'efficace svolgimento del loro incarico;
- è stato espressamente enunciato il principio del rispetto dell'autonomia gestionale delle società controllate quotate (attualmente, per l'Italia, Saipem e Snam Rete Gas) e l'impegno di Eni ad osservare nei loro confronti le previsioni del Codice che si rivolgono agli azionisti degli emittenti.

Sempre ai fini dell'attuazione delle disposizioni del Codice, il Consiglio di Amministrazione nella riunione del 16 marzo 2007, acquisito il parere positivo del Comitato per il controllo interno, ha nominato il Responsabile Internal Audit preposto al controllo interno di Eni.

Infine, nella riunione del 29 marzo 2007, il Consiglio ha approvato modifiche ai Regolamenti del Comitato per il

controllo interno e del *Compensation Committee* per adeguamenti alle indicazioni del Codice Eni. A seguito di ciò, il 7 giugno 2007, il numero dei consiglieri membri del Comitato per il controllo interno è stato portato da cinque a quattro, secondo quanto prevede il Codice Eni, in modo da non superare la maggioranza dei membri del Consiglio di Amministrazione.

* * *

Il sistema di governo Eni è pertanto conforme alle prescrizioni del Codice della Borsa Italiana e contiene altresì previsioni migliorative del livello di *corporate governance*.
Per quanto riguarda l'osservanza delle raccomandazioni del Codice, è in corso di realizzazione la redazione di una procedura in materia di operazioni con parti correlate, per la cui stesura definitiva si attende l'emanazione dei principi generali che l'art. 2391-*bis* del Codice Civile attribuisce alla competenza della Consob; nelle more della nuova procedura le operazioni vengono sottoposte alla attenzione particolare del Consiglio, anche se di importo inferiore alla soglia di rilevanza consiliare.

Il Codice Eni è pubblicato sul sito Internet di Eni. Il "Commento" contenuto nel Codice di Borsa non è riportato per non appesantire il testo, ma è tenuto presente da Eni nell'applicazione dei Principi e dei Criteri.

* * *

In ottemperanza alle disposizioni normative e alle indicazioni della Borsa Italiana SpA, con particolare riferimento alle "Linee guida per la redazione della relazione annuale in materia di *corporate governance*" del 12 febbraio 2003, è fornita di seguito l'informativa sul sistema di *corporate governance* di Eni. Nella redazione si è tenuto conto anche del documento "Guida alla compilazione della relazione sulla *corporate governance*" emesso nel marzo 2004 dall'Assonime e dalla Emittenti Titoli SpA.

Struttura organizzativa di Eni

La struttura organizzativa di Eni è articolata secondo il modello tradizionale che vede la gestione aziendale affidata in via esclusiva al Consiglio di Amministrazione, organo centrale nel sistema di *corporate governance*; le funzioni di vigilanza sono attribuite al Collegio Sindacale e quelle di controllo contabile alla società di revisione nominata dall'Assemblea. Ai sensi dell'art. 25 dello statuto, il Presidente e l'Amministratore Delegato hanno la rappresentanza della Società. Il Consiglio ha costituito al suo interno Comitati con funzioni consultive e propositive. Il Consiglio ha altresì nominato tre Direttori Generali responsabili delle tre Divisioni operative di Eni SpA. Alcune scelte organizzative e gestionali, evidenziate nel corso della Relazione, sono state effettuate in applicazione della normativa statunitense, cui la società deve attenersi a seguito della quotazione sul NYSE (New York Stock Exchange).

Il Consiglio di Amministrazione

Competenze

Il 1° giugno 2005, il Consiglio di Amministrazione ha nominato Amministratore Delegato (e Direttore Generale) Paolo Scaroni, al quale ha conferito tutti i poteri di amministrazione della Società, con esclusione di quelli che il Consiglio stesso si è riservato (con le modifiche apportate in data 11 ottobre 2005), oltre a quelli attribuiti in via esclusiva dall'art. 2381 del Codice Civile.
L'Amministratore Delegato è coadiuvato dal Comitato di Direzione, composto dai Direttori Corporate e dai Direttori Generali, con funzioni consultive.
Come sopra ricordato, nella riunione del 13 dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha apportato modifiche alle citate delibere al fine di allinearne il contenuto alle prescrizioni del Codice, attuare un più efficace coordinamento con le disposizioni statutarie e riservare al Consiglio un ruolo centrale nelle politiche di sostenibilità del Gruppo. Successive modifiche sono state effettuate dal Consiglio nelle riunioni del 17 aprile, 7 giugno e 4 luglio 2007.
Il Consiglio, in base a dette delibere, si è riservato le seguenti attribuzioni, oltre a quelle non delegabili per legge:

1. Definisce il sistema e le regole di governo societario della Società e del Gruppo. In particolare, sentito il Comitato per il controllo interno, adotta regole che assicurano la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate e delle operazioni nelle quali un Amministratore sia portatore di un interesse, per conto proprio o di terzi; adotta, inoltre, una procedura per la gestione e la comunicazione delle informazioni societarie, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate.
2. Istituisce i Comitati interni del Consiglio, con funzioni propositive e consultive, nominandone i membri, stabilendone i compiti e il compenso e approvandone i regolamenti.
3. Attribuisce e revoca le deleghe all'Amministratore Delegato e al Presidente, definendone i limiti e le modalità di esercizio e determinando, esaminate le proposte dell'apposito Comitato e sentito il Collegio Sindacale, la retribuzione connessa alle deleghe. Può impartire direttive agli organi delegati e avocare operazioni rientranti nelle deleghe.

4. Definisce le linee fondamentali dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società, delle principali società controllate e del Gruppo. Valuta l'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile predisposto dall'Amministratore Delegato, con particolare riferimento alle modalità di gestione dei conflitti di interesse.
5. Definisce, in particolare, esaminate le proposte del Comitato per il controllo interno, le linee di indirizzo del sistema di controllo interno, in modo da assicurare l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi della Società e delle sue controllate. Valuta, con cadenza annuale, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno, cui sovrintende l'Amministratore Delegato.
6. Definisce, su proposta dell'Amministratore Delegato, le linee strategiche e gli obiettivi della Società e del Gruppo incluse le politiche per la sostenibilità. Esamina e approva i piani strategici, industriali e finanziari della Società e del Gruppo, nonché gli accordi di carattere strategico della Società.
7. Esamina e approva i budget annuali delle Divisioni, della Società e quello consolidato del Gruppo.
8. Esamina e approva le relazioni trimestrali e semestrali della Società e del Gruppo, previste dalla normativa vigente. Esamina e approva il bilancio di Sostenibilità, da sottoporre all'Assemblea dei soci.
9. Riceve dagli amministratori con deleghe, in occasione delle riunioni del Consiglio, e comunque con periodicità almeno bimestrale, un'informativa sull'attività svolta nell'esercizio delle deleghe, sull'attività del Gruppo e sulle operazioni atipiche, inusuali o con parti correlate della Società, che non siano sottoposte all'esame e approvazione del Consiglio.
10. Riceve dai Comitati interni del Consiglio un'informativa periodica semestrale.
11. Valuta il generale andamento della gestione della Società e del Gruppo, sulla base dell'informativa ricevuta dagli amministratori con deleghe, prestando particolare attenzione alle situazioni di conflitto di interesse e confrontando i risultati conseguiti, risultanti dal bilancio e dalle situazioni contabili periodiche, con quelli di budget.
12. Esamina e approva le operazioni della Società e delle sue controllate che abbiano un significativo rilievo strategico, economico, patrimoniale e finanziario per la Società, prestando particolare attenzione alle situazioni nelle quali uno o più amministratori abbiano un interesse, per conto proprio o di terzi, e alle operazioni con parti correlate. Nel caso di società quotate il Consiglio ha cura di assicurare il principio di autonomia gestionale. È fatto salvo, in ogni caso, il rispetto degli obblighi di riservatezza relativi ai rapporti commerciali fra la società controllata ed Eni o terzi, per la tutela dell'interesse della controllata.

Sono considerate di significativo rilievo le seguenti operazioni:

a) acquisizioni e alienazioni di partecipazioni, aziende o rami di azienda, titoli minerari e immobili, conferimenti, fusioni e scissioni, di valore superiore a 50 milioni di euro, fermo quanto previsto dall'art. 23.2 dello statuto;
b) investimenti in immobilizzazioni tecniche di importo superiore a 200 milioni di euro, ovvero anche di importo minore, se di particolare rilievo strategico o se presentano un particolare rischio;
c) iniziative di esplorazione e operazioni di portafoglio del settore E&P in nuovi Paesi;
d) compravendita di beni e servizi, diversi da quelli destinati a investimenti, ad un prezzo complessivo superiore a un miliardo di euro, ovvero di durata superiore a 20 anni;
e) finanziamenti a soggetti diversi dalle società controllate: i) di ammontare superiore a 50 milioni di euro, ovvero ii) di qualunque importo, se a favore di società partecipate non controllate in misura non proporzionale alla quota di partecipazione;
f) rilascio di garanzie, personali o reali, a soggetti diversi dalle società controllate: i) di importo superiore a 200 milioni di euro, se nell'interesse della Società o di società partecipate, ovvero ii) di qualunque importo, se nell'interesse di società partecipate non controllate, in misura non proporzionale alla quota di partecipazione. Per il rilascio delle garanzie di cui al punto i), di importo compreso tra 100 e 200 milioni di euro, il Consiglio conferisce delega congiunta all'Amministratore Delegato e al Presidente, da esercitare in caso d'urgenza.

13. Nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato e d'intesa con il Presidente, i Direttori Generali, conferendo loro i relativi poteri.
14. Nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato e d'intesa con il Presidente, previo parere favorevole del Collegio Sindacale, il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, conferendogli adeguati poteri e mezzi.
15. Nomina e revoca, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente, e sentito il Comitato per il controllo interno, un preposto al controllo interno, definendone la remunerazione coerentemente con le politiche retributive della Società.
16. Assicura che sia identificato il soggetto incaricato della struttura responsabile della gestione dei rapporti con gli azionisti.

17. Definisce, esaminate le proposte dell'apposito Comitato, i criteri per la remunerazione dell'alta dirigenza della Società e del Gruppo e dà attuazione ai piani di compenso basati su azioni o strumenti finanziari deliberati dall'Assemblea.
18. Delibera, su proposta dell'Amministratore Delegato, sull'esercizio del diritto di voto e sulle designazioni dei componenti degli organi delle principali società controllate. Nel caso di società quotate il Consiglio ha cura di assicurare il rispetto delle previsioni del Codice di autodisciplina di competenza dell'Assemblea.
19. Formula le proposte da sottoporre all'Assemblea dei soci.
20. Esamina e delibera sulle altre questioni che gli amministratori con deleghe ritengano opportuno sottoporre all'attenzione del Consiglio, per la particolare rilevanza o delicatezza.

In data 4 luglio 2007, il Consiglio di Amministrazione ha stabilito i criteri di riapprovazione degli investimenti da parte del Consiglio di Amministrazione a seguito di successive variazioni dei relativi termini.

Ai sensi dell'articolo 23.2 dello statuto, il Consiglio delibera altresì: sulle operazioni di fusione per incorporazione e di scissione proporzionale di società partecipate almeno al 90%; sull'istituzione e soppressione di sedi secondarie; sull'adeguamento dello statuto alle disposizioni normative.

Il Consiglio inoltre, nella riunione del 1° giugno 2005, ha attribuito al Presidente, Roberto Poli, deleghe per l'individuazione e la promozione di progetti integrati e di accordi internazionali di rilevanza strategica, ai sensi dell'art. 24.1 dello statuto.

Ai sensi dell'art. 27 dello statuto, il Presidente presiede l'Assemblea, convoca e presiede le riunioni del Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle deliberazioni assunte dal Consiglio stesso.

Nella riunione del 15 gennaio 2008 il Consiglio di Amministrazione ha valutato come adeguato l'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della società.

Nella riunione del 14 marzo 2008 il Consiglio di Amministrazione ha valutato come adeguato, efficace e effettivamente funzionante il sistema di controllo interno della Società.

Nomina

Ai sensi dell'art. 17 dello statuto i componenti del Consiglio di Amministrazione variano da un minimo di tre a un massimo di nove. L'Assemblea ne determina il numero entro detti limiti.

Ai sensi dell'art. 6, comma 2, lettera d) dello statuto, in aggiunta agli amministratori nominati dall'Assemblea, al Ministro dell'Economia e delle Finanze è riservata la nomina, da effettuarsi d'intesa con il Ministro dello Sviluppo Economico, di un Amministratore senza diritto di voto. Il Ministro dell'Economia e delle Finanze non si è avvalso di tale facoltà.

Al fine di consentire la presenza in Consiglio di rappresentanti designati dagli azionisti di minoranza, in ossequio alle norme contenute nella legge n. 474 del 1994 e comunque in coerenza con quanto previsto dal D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58 (Testo Unico della Finanza), la nomina degli amministratori aventi diritto al voto avviene mediante voto di lista. Ai sensi dell'art. 17 dello statuto e in virtù delle disposizioni contenute nella legge n. 474 del 1994, hanno diritto di presentare liste sia gli azionisti che, da soli o insieme ad altri, rappresentino almeno l'1% del capitale sociale, sia il Consiglio di Amministrazione. Ogni azionista può presentare o concorrere alla presentazione di e votare una sola lista. I soggetti che lo controllano, le società da essi controllate e quelle sottoposte a comune controllo non possono presentare, né concorrere alla presentazione di altre liste né votarle, nemmeno per interposta persona o per il tramite di società fiduciarie. Le liste, in cui sono espressamente individuati i candidati in possesso dei requisiti di indipendenza, sono depositate presso la sede sociale almeno dieci giorni prima della data dell'Assemblea in prima convocazione (venti giorni prima se presentate dal Consiglio di Amministrazione) – termini prescritti dalla legge n. 474 del 1994 – pubblicate su almeno tre quotidiani italiani a diffusione nazionale, di cui due economici. Le liste sono altresì comunicate alla società di gestione del mercato e pubblicate sul sito Internet della società. Tutti i candidati devono possedere altresì i requisiti di onorabilità prescritti dalla normativa vigente. Unitamente al deposito di ciascuna lista, a pena di inammissibilità della stessa, devono essere depositati il curriculum professionale di ciascun candidato e le dichiarazioni con le quali i medesimi accettano la propria candidatura e attestano l'inesistenza di cause di ineleggibilità e incompatibilità, nonché il possesso dei requisiti di onorabilità ed eventuale indipendenza. La procedura del voto di lista si applica solo in caso di rinnovo dell'intero Consiglio di Amministrazione.

A seguito dell'espletamento delle formalità di voto, si procede alla nomina traendo i sette decimi degli amministratori, nell'ordine progressivo con cui sono elencati, dalla lista che ha ottenuto la maggioranza dei voti e i restanti dalle altre liste che non siano collegate in alcun modo, nemmeno indirettamente, con i soci che hanno presentato o votato la lista risultata prima per numero di voti.

Per la nomina degli amministratori che non siano stati eletti, per qualsiasi ragione, con la procedura di cui sopra, l'Assemblea delibera con le maggioranze di legge, in modo tale da assicurare comunque che la composizione del Consiglio sia conforme alla legge e allo statuto.

Composizione

L'Assemblea del 27 maggio 2005 ha nominato i nove membri del Consiglio di Amministrazione per un triennio e comunque sino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007.

Il Consiglio è composto dal Presidente, Roberto Poli, dall'Amministratore Delegato, Paolo Scaroni, e dai Consiglieri, Alberto Clô, Renzo Costi, Dario Fruscio (fino al 30 gennaio 2008)[2], Marco Pinto, Marco Reboa, Mario Resca e Pierluigi Scibetta.

Roberto Poli, Paolo Scaroni, Dario Fruscio, Marco Pinto, Mario Resca, e Pierluigi Scibetta sono stati candidati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

Alberto Clô, Renzo Costi e Marco Reboa sono stati candidati da investitori istituzionali coordinati da Fineco Asset Management SpA.

Segretario del Consiglio di Amministrazione è, dal 1° giugno 2006, Roberto Ulissi, Direttore Affari Societari e Governance della Società.

Altri incarichi dei Consiglieri

Sulla base delle comunicazioni ricevute, rese in base alle previsioni del Codice, sono indicate di seguito le cariche di Amministratore e Sindaco ricoperte dagli Amministratori in altre società quotate in mercati regolamentati, anche esteri, in società finanziarie, bancarie, assicurative, in società di rilevanti dimensioni o in altre società comunque rilevanti. Il curriculum personale e professionale degli Amministratori è disponibile sul sito Internet di Eni.

ROBERTO POLI

Consigliere di Mondadori SpA, Fininvest SpA, Coesia SpA, Maire Technimont SpA, Perennius Capital Partners SGR SpA, Merloni Termosanitari SpA.

PAOLO SCARONI

Consigliere di Assicurazioni Generali SpA, LSEG plc (London Stock Exchange Group), Veolia Environment SA.

ALBERTO CLÔ

Consigliere di Asm Brescia SpA (fino al 31 dicembre 2007), Atlantia SpA, Italcementi SpA, De Longhi SpA.

MARCO REBOA

Consigliere di Seat PG SpA, Interpump Group SpA, IMMSI SpA, Intesa Private Banking SpA. Presidente del Collegio sindacale di Luxottica Group SpA.

MARIO RESCA

Presidente di Italia Zuccheri SpA. Consigliere di Mondadori SpA, ARFIN SpA, Finance Leasing SpA.

PIERLUIGI SCIBETTA

Consigliere di Gestore del Mercato Elettrico SpA.

Orientamento del Consiglio sul cumulo di incarichi

Nella riunione del 13 dicembre 2006, integrata con delibera del 20 giugno 2007, come richiesto dal Codice Eni, il Consiglio ha espresso il seguente orientamento sul cumulo degli incarichi degli amministratori:

- un Amministratore esecutivo non dovrebbe ricoprire: i) la carica di Consigliere esecutivo in altra società quotata, italiana o estera, ovvero in una società finanziaria, bancaria o assicurativa o con un patrimonio netto superiore a 10 miliardi di euro e ii) la carica di Consigliere non esecutivo o Sindaco (o di membro di altro organo di controllo) in più di tre delle predette società;
- un Amministratore non esecutivo, oltre alla carica ricoperta nella Società, non dovrebbe ricoprire: i) la carica di Consigliere esecutivo in più di una delle predette società e la carica di Consigliere non esecutivo o di Sindaco (o di membro di altro organo di controllo) in più di tre delle società indicate, ovvero ii) la carica di Consigliere non esecutivo o di Sindaco in più di sei delle predette società.

Restano escluse dal limite di cumulo le cariche ricoperte in società del Gruppo Eni.

Nel caso di superamento dei limiti indicati, gli Amministratori informano tempestivamente il Consiglio, il quale valuta la situazione alla luce dell'interesse della Società e invita l'Amministratore ad assumere le conseguenti decisioni. In ogni caso, prima di assumere un incarico di Amministratore o di Sindaco (o membro di altro organo di controllo) in altra società non partecipata o controllata, direttamente o indirettamente, da Eni, l'Amministratore esecutivo informa il Consiglio di Amministrazione, che ne valuta la compatibilità con le funzioni attribuite all'Amministratore esecutivo e con l'interesse di Eni. La disciplina riferita all'Amministratore esecutivo si applica anche ai Direttori Generali.

Sulla base delle informazioni fornite, nella riunione del 15 febbraio 2008 il Consiglio di Amministrazione ha verificato che gli Amministratori rispettano i citati limiti al cumulo degli incarichi.

(2) Il 30 gennaio 2008, il Consigliere Dario Fruscio ha rassegnato le dimissioni dalla carica di Consigliere.

Requisiti di indipendenza e onorabilità, cause di ineleggibilità e incompatibilità

Il Testo Unico della Finanza, come modificato da ultimo dal D.Lgs. 29 dicembre 2006, n. 303, stabilisce che almeno uno degli Amministratori, ovvero due, se il Consiglio è composto da più di sette membri, devono possedere i requisiti di indipendenza stabiliti per i sindaci delle società quotate.

L'articolo 17.3 dello statuto prevede che almeno un Amministratore, se il Consiglio è composto da un numero di membri non superiore a cinque, ovvero almeno tre Amministratori, se il Consiglio è composto da un numero di membri superiore a cinque, possiedano i requisiti di indipendenza stabiliti per i sindaci delle società quotate. Tale previsione, migliorativa rispetto a quanto richiesto dal Testo Unico della Finanza, rafforza la presenza degli Amministratori indipendenti nel Consiglio. La stessa norma statutaria ha poi previsto un meccanismo, suppletivo rispetto al sistema di elezione ordinario, che assicuri comunque la presenza del numero minimo di Amministratori indipendenti in Consiglio.

Il Codice Eni prevede ulteriori requisiti di indipendenza, conformi a quelli previsti dal Codice di Borsa Italiana.

Il Testo Unico della Finanza, recepito dall'articolo 17.3 dello statuto, prevede che i soggetti che svolgono funzioni di amministrazione e direzione delle società quotate devono possedere i requisiti di onorabilità prescritti per i membri degli organi di controllo di società quotate. Gli Amministratori devono inoltre possedere specifici requisiti in base a norme speciali ad essi applicabili.

Ai sensi dell'art. 17.3 dello statuto, il Consiglio valuta periodicamente l'indipendenza e l'onorabilità degli Amministratori, nonché l'inesistenza di cause di ineleggibilità e incompatibilità. Il Codice Eni prevede inoltre che il Collegio Sindacale verifichi la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei propri membri.

Ai sensi dell'art. 17.3 dello statuto, nel caso in cui in capo ad un Amministratore non sussistano o vengano meno i requisiti di indipendenza od onorabilità dichiarati e normativamente prescritti ovvero sussistano cause di ineleggibilità o incompatibilità, il Consiglio dichiara la decadenza dell'Amministratore e provvede alla sua sostituzione ovvero lo invita a far cessare la causa di incompatibilità entro un termine prestabilito, pena la decadenza dalla carica. Gli Amministratori nominati devono comunicare alla società l'eventuale perdita dei requisiti di indipendenza e onorabilità, nonché la sopravvenienza di cause di ineleggibilità o incompatibilità.

Gli Amministratori hanno effettuato le dichiarazioni relative al possesso dei requisiti di indipendenza e di onorabilità previste dalle norme ad essi applicabili.

In ottemperanza alle indicazioni dello statuto e del Codice Eni, nella riunione del 15 febbraio 2008 il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto che cinque Consiglieri su otto sono indipendenti e, specificamente: gli Amministratori non esecutivi Alberto Clô, Renzo Costi, Marco Reboa, Mario Resca e Pierluigi Scibetta[3]. Il Consigliere Costi è stato confermato quale indipendente, pur ricoprendo la carica da più di nove anni, in quanto designato dagli azionisti di minoranza (segnatamente da investitori istituzionali) e in considerazione delle riconosciute qualità etiche e professionali e dell'indipendenza di giudizio.

Il Collegio Sindacale ha verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei suoi componenti.

Nella stessa riunione, il Consiglio, sulla base delle dichiarazioni rese, ha constatato il possesso da parte di tutti gli Amministratori dei requisiti di onorabilità.

Riunioni e funzionamento

È data preventiva notizia al pubblico, usualmente entro la chiusura dell'esercizio, delle date delle riunioni del Consiglio di Amministrazione per l'esame del preconsuntivo, del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali previste dalla normativa vigente, nonché per la determinazione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio e la formulazione all'Assemblea della proposta del dividendo a saldo, corredate delle relative date di messa in pagamento e di stacco cedola. Il calendario finanziario è disponibile sul sito Internet di Eni.

Il Consiglio di Amministrazione, nella riunione del 1° giugno 2005, ha approvato le modalità di convocazione delle proprie riunioni. In particolare il Consiglio è convocato dal Presidente che, di concerto con l'Amministratore Delegato, definisce l'ordine del giorno e lo invia agli Amministratori, ai Sindaci effettivi e al Magistrato della Corte dei conti delegato al controllo finanziario di Eni, almeno cinque giorni prima di quello fissato per la riunione. Nei casi di necessità e urgenza, l'avviso di convocazione è inviato almeno 24 ore prima dell'ora fissata per la riunione.

Lo statuto consente che le riunioni consiliari si tengano per video o teleconferenza.

Congiuntamente all'ordine del giorno, è di regola fornita agli Amministratori, ai Sindaci effettivi e al Magistrato della Corte dei conti la documentazione sugli argomen-

(3) Come detto, il Consigliere Dario Fruscio ha rassegnato le dimissioni dalla carica il 30 gennaio 2008. Nella riunione del 22 febbraio 2007, il Consiglio aveva ritenuto indipendente anche il Consigliere Fruscio.

ti all'ordine del giorno, salvo i casi in cui è necessario assicurare la riservatezza.
Alle riunioni consiliari sono invitati, di regola, i *manager* della Società e delle sue controllate, per fornire informazioni sulle specifiche materie all'ordine del giorno.
Nel corso del 2007, il Consiglio di Amministrazione si è riunito 25 volte (di cui 17 riunioni ordinarie e 8 straordinarie) con una durata media di due ore e venti minuti circa (la durata media delle riunioni ordinarie è di tre ore circa). Ha partecipato alle riunioni consiliari in media il 91% degli Amministratori e l'87% degli Amministratori non esecutivi indipendenti.
Nelle tabelle allegate è riportata la percentuale di partecipazione di ciascun Amministratore alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati di appartenenza.
Il Codice Eni rimette agli Amministratori indipendenti la decisione sull'opportunità di riunirsi in assenza degli altri Amministratori.
Il Consiglio, a seguito dell'autovalutazione effettuata nel 2007, ha convenuto di svolgere incontri informali volti ad approfondire specifiche tematiche manageriali e di settore, utili allo svolgimento delle funzioni di amministrazione.

Autovalutazione

Il Consiglio di Amministrazione ha effettuato per il secondo anno una valutazione della dimensione, composizione e funzionamento del Consiglio stesso, prevista dal Codice di autodisciplina Eni, conformemente alle previsioni del Codice di Borsa.
Come disposto dal Codice Eni, il Consiglio si è avvalso anche questa volta dell'assistenza di un consulente esterno specializzato, la società Egon Zehnder, lo stesso già utilizzato l'anno precedente, al fine di assicurare non solo la massima oggettività, ma anche la continuità e l'omogeneità delle analisi compiute.
Il lavoro di Egon Zehnder ha riguardato: a) il livello di funzionamento e di efficienza del Consiglio; b) l'identificazione degli elementi che possono impedire o migliorare la funzionalità ed efficacia del Consiglio; c) l'efficienza delle azioni migliorative intraprese a seguito della precedente *board review* e del relativo livello di soddisfazione degli Amministratori; d) la corrispondenza dell'efficienza del Consiglio di Eni con le principali realtà aziendali italiane, attraverso un'analisi di *benchmarking*.
Il lavoro del consulente è stato condotto attraverso approfondite interviste individuali con i singoli Consiglieri e i risultati sono stati presentati al Consiglio, che li ha discussi e confermati nella riunione del 28 febbraio 2008. Ne è emersa una valutazione complessivamente positiva e anche migliorativa rispetto a quella effettuata lo scorso anno.
Per quanto riguarda il Consiglio, la cui dimensione è ritenuta adeguata, si è evidenziato: l'aumento del coinvolgimento degli amministratori; il soddisfacente livello della quantità e della qualità delle informazioni fornite, anche nel periodo intercorrente tra le riunioni consiliari; la trasparenza nell'esposizione dei problemi al Consiglio.
Questi fattori, uniti al clima corretto e costruttivo, hanno determinato una partecipazione più attiva ed una migliore qualità degli interventi.
Per quanto riguarda i Comitati, il Consiglio ritiene ottimale la loro dimensione e composizione e ne apprezza la relativa attività. Ha anche sottolineato la piena coesione e collaborazione tra Comitato di controllo interno, Collegio Sindacale ed Internal Audit.

Progetto di formazione del Consiglio di Amministrazione

Eni ha predisposto, per il Consiglio di Amministrazione che entrerà in carica alla data di approvazione del bilancio di esercizio 2007, un piano di formazione che permetta ai Consiglieri di acquisire una puntuale conoscenza dell'attività e dell'organizzazione della Società, del settore di riferimento e del ruolo da svolgere in relazione alle specificità della Società. Tale progetto dovrebbe coinvolgere anche i membri del Collegio Sindacale e, successivamente, con maggiori specificazioni, i membri dei Comitati interni al Consiglio di Amministrazione.

Compensi

I compensi agli amministratori sono deliberati dall'Assemblea; la remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato è determinata dal Consiglio di Amministrazione su proposta del *Compensation Committee*, sentito il parere del Collegio Sindacale.
Il 27 maggio 2005 l'Assemblea ha deliberato il compenso annuo spettante al Presidente (265.000 euro) e agli amministratori (115.000 euro). L'Assemblea ha deliberato inoltre un compenso variabile fino a un massimo di 80.000 euro per il Presidente e di 20.000 euro per gli altri amministratori; l'importo da corrispondere è determinato in funzione del posizionamento di Eni nell'anno di riferimento in termini di apprezzamento del titolo, tenuto conto del dividendo erogato, rispetto a quello delle altre sette maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. La parte variabile del compenso è corrisposta al Presidente in ragione di 80.000 o 40.000 euro e agli Amministratori in ragione di 20.000 o 10.000 euro, rispettivamente se Eni nell'anno di riferimento si colloca ai primi due posti, ovvero al terzo o al quarto posto della graduatoria; negli altri casi la parte variabile non è corrisposta. Il 29 marzo 2007 il Consiglio di Amministrazione ha verificato che Eni nel 2006 si è collocata al terzo posto.

Il 27 luglio 2006 il Consiglio di Amministrazione, su proposta del *Compensation Committee* e sentito il parere del Collegio Sindacale, ha deliberato un compenso agli amministratori per la loro partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio, con esclusione del Presidente e dell'Amministratore Delegato. Per i Presidenti dei Comitati il compenso annuo è di 30.000 euro, per gli altri componenti il compenso annuo è di 20.000 euro; nel caso di partecipazione a più di un comitato, il compenso annuo in qualità di Presidente di Comitato è di 27.000 euro e il compenso annuo in qualità di altro componente è di 18.000 euro.

La struttura della remunerazione del Presidente è costituita da una parte fissa e una parte variabile. La struttura della remunerazione dell'Amministratore Delegato, così come la retribuzione dei Direttori Generali delle Divisioni e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche[4], è costituita da una parte fissa, una parte variabile e un'incentivazione di lungo termine.

La remunerazione fissa del Presidente e dell'Amministratore Delegato è stabilita in relazione alle deleghe loro conferite. La retribuzione fissa dei Direttori Generali delle Divisioni e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche è determinata in base al ruolo e alle responsabilità assegnate, con riferimento ai livelli adottati per posizioni equivalenti nel mercato delle grandi imprese nazionali e internazionali (settori *oil*, industria e servizi) e con adeguamenti annuali stabiliti per merito (continuità della *performance* individuale) o per promozione (progressione di ruolo/responsabilità).

La remunerazione variabile è erogata annualmente in forma monetaria ed è connessa al raggiungimento di specifici obiettivi aziendali (economico-finanziari, operativi e strategici) e individuali (delle singole aree di *business* o funzionali) stabiliti per l'esercizio precedente.

La remunerazione variabile del Presidente e dell'Amministratore Delegato è determinata sulla base degli obiettivi aziendali. La remunerazione variabile erogata nell'anno 2007 è stata determinata con riferimento agli obiettivi Eni dell'anno 2006 approvati dal Consiglio di Amministrazione su proposta del *Compensation Committee*, definiti in coerenza con il piano strategico e il budget annuale in termini di *Performance* Reddituale e Generazione di Cassa (peso 40%), *Performance* Operativa delle Divisioni (peso 30%), Progetti Strategici (peso 20%) ed Efficienza Corporate (peso 10%). I risultati aziendali, valutati a scenario costante, sono stati verificati dal *Compensation Committee* e approvati dal Consiglio di Amministrazione, e hanno condotto alla determinazione della remunerazione variabile in misura del 116% del livello base, nell'intervallo tra il minimo (85%) e il massimo (130%) dell'erogazione prevista.

Nel marzo 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato, su proposta del *Compensation Committee*, il nuovo sistema di incentivazione di lungo termine per i dirigenti di Eni e delle società controllate non quotate, al fine di dare maggiore sostegno alla motivazione e alla fidelizzazione del *management* e di stabilire una più stretta connessione tra obiettivi, *performance* realizzate e incentivazione. Il nuovo sistema, in applicazione nel triennio 2006-2008, è composto da un piano di incentivazione monetaria differita focalizzato sulla crescita del *business* e sull'efficienza operativa, che ha sostituito il precedente piano di *stock grant*, e da un piano di *stock option* focalizzato sul ritorno per l'azionista. Tale struttura è stata definita con l'intento di bilanciare le componenti monetarie e azionarie del pacchetto retributivo, nonché di integrare nel lungo termine la *performance* economico-operativa con quella di borsa. L'incentivo monetario differito attribuito nel 2007 potrà essere erogato dopo tre anni in misura connessa al raggiungimento di obiettivi annuali di EBITDA (consuntivo vs. budget, a scenario costante) definiti per il triennio 2007-2009. Le *stock option* assegnate nel 2007 potranno essere esercitate dopo tre anni in quantità connessa al posizionamento del *Total Shareholder Return* - TSR[5] del titolo Eni rispetto a quello delle principali compagnie petrolifere internazionali, calcolato su base annua nel triennio 2007-2009. Al compimento di ciascun triennio di attuazione, i risultati dei piani di incentivazione di lungo termine saranno verificati dal *Compensation Committee* e approvati dal Consiglio di Amministrazione. L'Amministratore Delegato, in qualità di Direttore Generale della Società, partecipa ad entrambi i piani, con l'integrazione di un incentivo monetario da erogare dopo tre anni in connessione all'incremento di valore del titolo Eni.

Il 25 maggio 2006 l'Assemblea ha autorizzato la copertura assicurativa dei rischi manageriali degli Amministratori e dei Sindaci, mediante estensione della analoga polizza prevista per i dirigenti della Società. La relativa polizza è stata attivata secondo i termini e le condizioni *standard* del mercato assicurativo.

(4) Dirigenti che insieme all'Amministratore Delegato e ai Direttori Generali delle Divisioni sono componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società.
(5) Il TSR misura il rendimento di una azione in un periodo, tenuto conto sia della variazione della quotazione (rapporto tra la quotazione di inizio periodo e la quotazione di fine periodo) sia degli eventuali dividendi distribuiti e reinvestiti nell'azione alla data di stacco cedola.

Nell'anno 2007 la struttura della remunerazione è risultata la seguente:

	Presidente	Amministratore Delegato e Direttore Generale	Direttori Generali di Divisione	Altri dirigenti con responsabilità strategiche
Remunerazione fissa	66%	30%	42%	43%
Remunerazione variabile (connessa a risultati)	34%	27%	27%	32%
Incentivazione di lungo termine (connessa a risultati)(*)	-	43%	31%	25%
Totale	100%	100%	100%	100%

(*)Valorizzazione dell'incentivo monetario differito (attualizzato) e delle *stock option* (*fair value*) nell'ipotesi di risultati *target*; nel caso dell'Amministratore Delegato, comprende anche l'incentivo monetario connesso all'incremento di valore del titolo (*fair value*).

In applicazione alle disposizioni Consob, nel capitolo "Compensi e altre informazioni" della Relazione sulla gestione al bilancio di esercizio di Eni SpA sono indicati: (i) l'ammontare dei compensi corrisposti ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai Direttori Generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche; (ii) l'incentivo monetario differito attribuito ai componenti dell'organo di amministrazione, ai Direttori Generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche; (iii) la partecipazione ai piani di *stock grant* e di *stock option* dei componenti dell'organo di amministrazione, dei Direttori Generali e dei dirigenti con responsabilità strategiche; (iv) le partecipazioni detenute in Eni e nelle società controllate dai componenti degli organi di amministrazione e controllo, dai Direttori Generali e dai dirigenti con responsabilità strategiche.

Comitati del Consiglio

Il Consiglio ha istituito al proprio interno tre comitati con funzioni consultive e propositive; la loro composizione, i loro compiti e il loro funzionamento sono disciplinati dal Consiglio nel rispetto dei criteri fissati dal Codice Eni.

Essi sono: a) il Comitato per il controllo interno, b) il *Compensation Committee* e c) l'Osservatorio Petrolifero Internazionale, tutti composti in netta prevalenza da amministratori indipendenti.

Nella riunione del 1° giugno 2005 sono stati nominati componenti dei Comitati i seguenti amministratori:

- Comitato per il controllo interno: Marco Reboa (Presidente, indipendente), Alberto Clô (indipendente), Renzo Costi (indipendente), Marco Pinto (non esecutivo) e Pierluigi Scibetta (indipendente); il 7 giugno 2007 il numero dei Consiglieri membri del Comitato per il controllo interno si è ridotto da cinque a quattro con le dimissioni del Consigliere non esecutivo Marco Pinto, in conformità a quanto prescritto dal Codice Eni. Tutti i membri del Comitato per il controllo interno sono indipendenti e il Presidente è un Consigliere eletto dalla minoranza azionaria;
- *Compensation Committee*: Mario Resca (Presidente, indipendente), Renzo Costi (indipendente), Marco Pinto (non esecutivo) e Pierluigi Scibetta (indipendente);
- Osservatorio Petrolifero Internazionale: Alberto Clô (Presidente, indipendente), Paolo Scaroni (Amministratore Delegato), Dario Fruscio (indipendente), fino al 30 gennaio 2008, e Marco Reboa (indipendente).

Il Codice Eni, conformemente al Codice di Borsa, prevede che il Consiglio di Amministrazione valuta se costituire un Comitato per le nomine. Il Comitato non è stato costituito in considerazione della natura dell'azionariato della società.

Comitato per il controllo interno

Il Comitato, costituito all'interno del Consiglio di Amministrazione, ha funzioni propositive e consultive nei confronti del Consiglio stesso.

Nella riunione del 29 marzo 2007, il Consiglio ha approvato il nuovo regolamento del Comitato (il testo è disponibile sul sito Internet di Eni) a seguito dell'adozione del Codice di autodisciplina di Eni in adesione al nuovo Codice promosso da Borsa Italiana.

Il Comitato, nel corso del 2007, si è riunito 14 volte, con la partecipazione media del 77% dei suoi componenti ed ha esaminato i seguenti principali argomenti:

(i) il consuntivo delle attività del 2006 (*audit operational*, attività di vigilanza 231, attività di monitoraggio indipendente SOA e attività non ricorrenti) ed il piano integrato di *audit* 2007 di Eni e i relativi stati di avanzamento; (ii) il consuntivo delle attività del 2006 e il piano per il 2007 delle Funzioni Internal Audit di Saipem e Snam Rete Gas; (iii) le risultanze degli interventi di *audit* programmati e non programmati emessi dalla Funzione Internal Audit di Eni, nonché gli esiti del monitoraggio

sullo stato di attuazione delle azioni correttive programmate dalle linee operative per il superamento dei rilievi riscontrati in corso di *audit*; (iv) le risultanze di verifiche svolte dall'Internal Audit di Eni a fronte di specifiche richieste degli Organi di Controllo; (v) i *report* periodici sulle segnalazioni ricevute; (vi) il Manuale Operativo delle attività di Internal Audit di Eni e la nuova metodologia di valutazione delle risultanze dell'attività di *auditing* (*Risk Scoring Index*); (vii) il nuovo modello organizzativo dell'Internal Audit di Eni; (viii) la proposta di nomina del Responsabile Internal Audit di Eni come preposto al Controllo interno della Società; (ix) le informative in merito alle notizie/notifiche di indagini da parte di organi/autorità dello Stato Italiano o di Stati stranieri con giurisdizione penale o comunque con poteri di indagine giudiziaria con riferimento a illeciti che sarebbero realizzati da Eni SpA o da società controllate in via diretta o indiretta, in Italia e all'estero, nonché da suoi amministratori e/o dipendenti; (x) le connotazioni essenziali dei bilanci di esercizio e consolidati al 31 dicembre 2006, incontrando a tal fine i massimi livelli delle funzioni amministrative di Eni e delle principali società controllate, i Presidenti o altri componenti del Collegio Sindacale di ciascuna società e i *partner* delle società di revisione incaricate di esprimere il giudizio sui singoli bilanci; la bozza della relazione semestrale al 30 giugno 2007 di Eni SpA e della relazione sull'acconto dividendi; (xi) il tema della modifica della metodologia per la valutazione della recuperabilità del valore delle attività materiali ed immateriali; (xii) l'informativa sullo stato di attuazione delle attività SOA; (xiii) gli aspetti principali del Form 20-F, l'aggiornamento su programmi e controlli antifrode 2007 e l'informativa sui chiarimenti forniti alla SEC; (xiv) la relazione sull'assetto amministrativo e contabile e sul sistema di controllo interno sull'informativa societaria di Eni SpA, la proposta di nomina del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e la verifica dell'adeguatezza dei relativi poteri e mezzi; (xv) la "Raccomandazione sul sistema di controllo contabile interno" rilasciata dalla società di revisione per il bilancio 2005; (xvi) la Relazione sul Sistema di Controllo Interno da inserire nel capitolo sulla *Corporate Governance* del Bilancio 2006; (xvii) l'informativa sul Gruppo di Lavoro costituito per dar seguito agli adempimenti previsti dalle disposizioni degli articoli 18-ter e 18-sexies del Regolamento Consob n. 11971; (xviii) l'informativa sulla situazione al 31 dicembre 2006 degli incarichi di revisione di Eni SpA e delle imprese controllate inviata alla Consob; (xix) il rapporto sulle relazioni delle società di revisione sui bilanci dell'esercizio 2006, il rapporto sui costi di revisione contabile dei bilanci dell'esercizio 2006 delle imprese del Gruppo e il rapporto consuntivo dei compensi riconosciuti nel 2006 alle società incaricate della revisione contabile e alle entità appartenenti alle rispettive reti; (xx) l'informativa periodica sull'attività svolta dall'Organismo di Vigilanza costituito ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001; (xxi) le *policy* Eni in materia di copertura dei rischi finanziari; (xxii) i principali aspetti della riorganizzazione in corso delle attività di approvvigionamento del Gruppo e le procedure di riqualifica fornitori a seguito di acclarata commissione di illeciti; (xxiii) la procedura "Accertamento di presunti comportamenti illeciti posti in essere dai dipendenti Eni"; (xxiv) il tema dello scenario del reclutamento estero relativo alla Divisione E&P.

Compensation Committee

Il Comitato, istituito dal Consiglio di Amministrazione nel 1996, ha funzioni propositive nei confronti del Consiglio in materia di remunerazione degli amministratori con deleghe e dei componenti dei comitati di amministratori costituiti dal Consiglio, nonché su indicazioni dell'Amministratore Delegato, in materia di: (i) piani di incentivazione annuale e di lungo termine, anche a base azionaria; (ii) criteri generali per la remunerazione dei dirigenti con responsabilità strategiche; (iii) obiettivi e risultati dei piani di *performance* e incentivazione.

Il *Compensation Committee*, nel corso del 2007, si è riunito 4 volte, con la partecipazione media dell'88% dei suoi componenti e in particolare ha formulato al Consiglio le proposte riguardanti: (i) la revisione del Regolamento del Comitato sulla base delle disposizioni del Codice di autodisciplina delle società quotate in Borsa, nella versione emanata da Borsa Italiana nel marzo 2006, nonché del Codice di autodisciplina di Eni approvato dal Consiglio nel dicembre 2006 (il nuovo regolamento, approvato nel marzo 2007, è disponibile sul sito Internet di Eni); (ii) i risultati Eni 2006 e gli obiettivi Eni 2007 ai fini dei piani di incentivazione annuale e di lungo termine; (iii) la remunerazione variabile del Presidente e dell'Amministratore Delegato sulla base dei risultati dell'anno 2006; (iv) il posizionamento retributivo dei dirigenti con responsabilità strategica e i criteri della politica retributiva annuale; (v) l'attuazione 2007 dei piani di incentivazione di lungo termine e le relative attribuzioni in favore dell'Amministratore Delegato.

Osservatorio Petrolifero Internazionale (*Oil & Gas Committee*)

Il Comitato ha il compito di monitorare l'andamento dei mercati petroliferi e di approfondirne i diversi aspetti. Nel corso del 2007, l'Osservatorio Petrolifero Internazionale si è riunito 4 volte, con una partecipazione del 75% dei suoi componenti.

Nel corso delle riunioni si è preso in esame il *Master Plan* 2008-2020, documento che delinea le direttrici strategi-

che di lungo termine di Eni e che costituisce il riferimento per la formulazione delle strategie industriali della Società. La prima riunione è stata dedicata all'esame delle principali tendenze del sistema energetico mondiale al 2020, con particolare riguardo all'offerta mondiale di petrolio e all'evoluzione del sistema mondiale di raffinazione (a conclusione delle riflessioni avviate nella seconda metà del 2006). Nel corso delle altre riunioni sono state esaminate le sfide più importanti dell'industria energetica, il posizionamento Eni rispetto a tali sfide, la *Vision* e le linee strategiche per il lungo termine, nonché le possibili opzioni strategiche da intraprendere in risposta alle sfide dell'industria.

Direttori Generali

Ai sensi dell'art. 24 dello statuto, il Consiglio di Amministrazione può nominare uno o più Direttori Generali, definendone i relativi poteri, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente, previo accertamento del possesso dei requisiti di onorabilità normativamente prescritti. Il Consiglio valuta periodicamente l'onorabilità dei Direttori Generali; il difetto dei requisiti determina la decadenza dalla carica. I Direttori Generali devono altresì rispettare quanto stabilito dal Consiglio di Amministrazione in ordine al cumulo degli incarichi.

Il Consiglio di Amministrazione ha nominato tre Direttori Generali responsabili delle tre Divisioni operative di Eni:

- Stefano Cao, Direttore Generale della Divisione Exploration & Production;
- Domenico Dispenza, Direttore Generale della Divisione Gas & Power;
- Angelo Caridi, Direttore Generale della Divisione Refining & Marketing[6].

Nella riunione del 15 febbraio 2008, il Consiglio di Amministrazione, sulla base delle dichiarazioni rese, ha constatato il possesso dei requisiti di onorabilità e ha altresì verificato che i Direttori Generali rispettano i limiti al cumulo degli incarichi stabiliti anche per gli Amministratori. In particolare, Stefano Cao ricopre altresì la carica di Consigliere di Telecom SpA.

I controlli

Il Collegio Sindacale

Il Collegio Sindacale, ai sensi del Testo Unico della Finanza, vigila: (i) sull'osservanza della legge e dell'atto costitutivo; (ii) sul rispetto dei principi di corretta amministrazione; (iii) sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società per gli aspetti di competenza, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione; (iv) sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste da codici di comportamento redatti da società di gestione di mercati regolamentati o da associazioni di categoria cui la Società, mediante informativa al pubblico, dichiara di attenersi; (v) sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, dello stesso Testo Unico.

Ai sensi del Codice Eni, conformemente al Codice di Borsa, il Collegio vigila altresì sull'indipendenza della società di revisione, verificando tanto il rispetto delle disposizioni normative in materia quanto la natura e l'entità dei servizi diversi dal controllo contabile prestati al Gruppo Eni direttamente e tramite società appartenenti alla sua rete. Ai sensi del Testo Unico della Finanza, il Collegio Sindacale formula la proposta motivata all'Assemblea relativamente al conferimento dell'incarico di revisione contabile e alla determinazione del compenso da riconoscere al revisore.

Il 22 marzo 2005 il Consiglio di Amministrazione, avvalendosi della facoltà concessa dalla Stock Exchange Commission (SEC) agli emittenti esteri quotati nei mercati regolamentati statunitensi, ha individuato nel Collegio Sindacale l'organo che dal 1° giugno 2005 svolge, nei limiti consentiti dalla normativa italiana, le funzioni attribuite all'*Audit Committee* di tali emittenti esteri dal Sarbanes-Oxley Act e dalla normativa SEC. Il 15 giugno 2005 il Collegio Sindacale ha approvato il regolamento sullo svolgimento delle funzioni attribuite al Collegio Sindacale di Eni ai sensi della citata normativa statunitense[7]; il testo del regolamento è disponibile sul sito Internet di Eni.

Composizione e nomina

Il Collegio è composto di cinque sindaci effettivi e due supplenti nominati dall'Assemblea per tre esercizi. I sindaci sono nominati mediante voto di lista; due sindaci effettivi e uno supplente sono scelti tra i candidati degli azionisti di minoranza. Eni applica le norme speciali previste dalla legge n. 474 del 1994 con riferimento alla modalità e ai tempi di presentazione e deposito delle liste, parzialmente differenti da quanto prescritto dal Regolamento Emittenti della Consob. Eni, tuttavia, ha fatto proprie quelle disposizioni dettate dalla Consob non presenti nella norma speciale, applicandole volontariamente con l'inserimento dei riferimenti in statuto.

(6) Angelo Caridi è stato nominato nell'agosto del 2007, subentrando ad Angelo Taraborrelli.
(7) Il regolamento è stato modificato il 30 marzo 2007 per tenere conto delle innovazioni introdotte dal D.Lgs. n. 303/2006 all'art. 159, comma 1, del Testo Unico della Finanza e dal Codice Eni, nonché per adeguare i riferimenti alle variazioni organizzative intervenute rispetto al 15 giugno 2005, quando venne approvato il precedente Regolamento.

Ai sensi dell'art. 28.2, come modificato dall'Assemblea del 25 maggio 2006 per adeguarne il testo alle prescrizioni della legge 28 dicembre 2005, n. 262 (Legge sulla tutela del risparmio), l'Assemblea nomina Presidente del Collegio Sindacale uno dei candidati eletti tratti dalle liste diverse da quella che ha ottenuto la maggioranza dei voti; tale disposizione troverà prima applicazione in occasione del rinnovo dell'organo che avverrà con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007.
Le liste sono corredate dalle informazioni relative al socio o ai soci che presentano la lista, dalle dichiarazioni, rese da ciascun candidato, attestanti il possesso dei requisiti di onorabilità, professionalità e indipendenza normativamente prescritti nonché dal relativo curriculum personale e professionale.
Le liste sono depositate presso la sede sociale almeno dieci giorni prima della data dell'Assemblea in prima convocazione e pubblicate su tre quotidiani italiani a diffusione nazionale, di cui due economici. Le liste sono altresì comunicate alla società di gestione del mercato e pubblicate sul sito Internet della Società.
Il 27 maggio 2005 l'Assemblea ha nominato sindaci, per la durata di tre esercizi e comunque fino alla data dell'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007: Paolo Andrea Colombo, Presidente, Filippo Duodo, Edoardo Grisolia, Riccardo Perotta e Giorgio Silva, sindaci effettivi, Francesco Bilotti e Massimo Gentile, sindaci supplenti. L'Assemblea ha deliberato altresì il compenso annuo spettante al Presidente del Collegio Sindacale e a ciascun Sindaco effettivo nella misura, rispettivamente, di 115.000 euro e di 80.000 euro.
Paolo Andrea Colombo, Filippo Duodo, Edoardo Grisolia e Francesco Bilotti sono stati candidati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze; Riccardo Perotta, Giorgio Silva e Massimo Gentile sono stati candidati da investitori istituzionali coordinati da Fineco Asset Management SpA.
Il curriculum personale e professionale dei Sindaci è disponibile sul sito Internet di Eni.

Professionalità, onorabilità e indipendenza, cause di ineleggibilità e incompatibilità

Come ribadito dal Codice Eni, i sindaci agiscono con autonomia e indipendenza anche nei confronti degli azionisti che li hanno nominati.
Ai sensi del Testo Unico della Finanza, i sindaci devono possedere specifici requisiti di indipendenza, nonché i requisiti di professionalità e onorabilità stabiliti con regolamento del Ministro della Giustizia.
Per quanto riguarda i requisiti di professionalità, l'art. 28 dello statuto, precisa, come prevede il citato regolamento del Ministro della Giustizia, che i requisiti possono maturarsi anche attraverso esperienze (di almeno un triennio) professionali o di insegnamento nelle materie del diritto commerciale, dell'economia aziendale e della finanza aziendale, ovvero anche attraverso l'esercizio (sempre per almeno un triennio) di funzioni dirigenziali nei settori ingegneristico e geologico.
I sindaci in carica sono tutti iscritti nel registro dei revisori contabili.
L'art. 28 dello statuto dispone altresì che i sindaci possono assumere incarichi di componente di organi di amministrazione e controllo in altre società nei limiti fissati dalla Consob con proprio regolamento, la cui efficacia decorre dal 30 giugno 2008. Fino a tale termine, lo statuto prevede che non possono assumere le cariche di sindaco, e se eletti decadono dalla carica, coloro che già sono sindaci effettivi, componenti del Consiglio di sorveglianza o del Comitato per il controllo sulla gestione in almeno cinque società emittenti titoli quotati nei mercati regolamentati non controllate da Eni SpA. I sindaci hanno effettuato le dichiarazioni relative al possesso dei requisiti di indipendenza e di onorabilità previste dalle norme ad essi applicabili. In ottemperanza alle indicazioni del Codice Eni, volte ad assicurare il possesso da parte dei Sindaci dei requisiti di indipendenza, successivamente alla loro nomina, anche in base ai criteri previsti dal Codice medesimo con riferimento agli amministratori, il Collegio Sindacale ha verificato, nella riunione del 12 marzo 2008, che i suoi componenti posseggono tutti i citati requisiti.

Riunioni e funzionamento

Ai Sindaci è fornita, contemporaneamente agli amministratori, la documentazione sugli argomenti all'ordine del giorno del Consiglio.
In ottemperanza alle indicazioni del Codice Eni, i sindaci danno notizia al Consiglio di Amministrazione e agli altri sindaci di ogni interesse che per conto proprio o di terzi abbiano in una determinata operazione della Società.
Il Collegio Sindacale può riunirsi anche per video o teleconferenza.
Il Collegio Sindacale nel corso del 2007 si è riunito 18 volte con la partecipazione media di circa l'89% dei suoi componenti. La durata media delle riunioni è stata di due ore e quaranta minuti circa.
Nelle tabelle allegate è riportata la percentuale di partecipazione di ciascun Sindaco alle riunioni del Collegio Sindacale.

Altri incarichi dei Sindaci

Sulla base delle comunicazioni ricevute, sono indicate di seguito le cariche di Amministratore o Sindaco ricoperte da ciascun Sindaco in altre società quotate in mercati regolamentati anche esteri (secondo quanto previsto dall'art. 28.1 dello statuto) o in società comunque rilevanti:

PAOLO ANDREA COLOMBO
Consigliere indipendente di Mediaset SpA, Interbanca SpA, Iniziative Gestione Investimenti SGR SpA, SIAS SpA. Consigliere di Versace SpA. Presidente del Collegio Sindacale di Ansaldo STS e Saipem SpA. Sindaco effettivo di Aviva Vita SpA, Lottomatica SpA e Sirti SpA.

FILIPPO DUODO
Presidente del Collegio Sindacale di Banca Meridiana SpA. Sindaco di Benetton Group SpA.

RICCARDO PEROTTA
Presidente del Collegio Sindacale di Gewiss SpA. Sindaco di Snam Rete Gas, Mediaset SpA e ECS International Italia SpA.

GIORGIO SILVA
Presidente del Collegio Sindacale di Trevisan Cometal SpA. Sindaco effettivo di Luxottica SpA e RCS Mediagroup SpA.

Altri controlli

Società di revisione
La revisione contabile è affidata, ai sensi di legge, a una società di revisione iscritta all'albo speciale Consob, la cui nomina spetta all'Assemblea. La società di revisione in carica è la PricewaterhouseCoopers SpA nominata per la prima volta il 1° giugno 2001, il cui incarico è stato nuovamente conferito dall'Assemblea il 28 maggio 2004 per un triennio. Eni si è avvalsa della facoltà di prorogare la durata dell'incarico della società di revisione in scadenza, non essendo ancora stato completato il termine massimo di nove anni introdotto all'art. 159, comma 4, del Testo Unico della Finanza dal D.Lgs. n. 303 del 2006. L'assemblea, tenutasi il 24 maggio 2007 in occasione dell'approvazione del bilancio di esercizio 2006, su proposta del Collegio Sindacale, ha deliberato la proroga dell'incarico per il triennio 2007-2009.
I bilanci delle società controllate sono oggetto di revisione contabile; gli incarichi sono affidati in massima parte alla PricewaterhouseCoopers. Ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato, la PricewaterhouseCoopers si è assunta la responsabilità dei lavori svolti sui bilanci delle società oggetto di revisione contabile da parte di altri revisori che rappresentano una parte irrilevante dell'attivo e del fatturato consolidato.
Sono state date disposizioni di non affidare alla società di revisione incaricata, nonché alle società del relativo *network*, incarichi diversi da quelli connessi alla revisione contabile, salvo rare e motivate eccezioni per incarichi – non vietati dalla Consob né dal Sarbanes-Oxley Act – che sono approvati dal Consiglio di Amministrazione della società interessata previo parere del Collegio Sindacale della stessa società (e con l'autorizzazione del Collegio Sindacale di Eni SpA nel caso di incarichi conferiti da società controllate diversi da quelli previsti da specifiche norme di legge o regolamentari). Il Collegio Sindacale di Eni è comunque informato degli incarichi affidati alla società di revisione dalle società del Gruppo.

Controllo della Corte dei conti
La gestione finanziaria di Eni SpA è sottoposta al controllo della Corte dei conti. L'attività è svolta dal Magistrato della Corte dei conti, Lucio Todaro Marescotti (sostituto, Angelo Antonio Parente), in base alla deliberazione assunta il 19-20 luglio 2006 dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti.
Il Magistrato della Corte assiste alle riunioni del Consiglio di Amministrazione, del Collegio Sindacale e del Comitato per il controllo interno.

Modello 231
Secondo la disciplina italiana della "responsabilità degli enti per gli illeciti amministrativi dipendenti da reato" contenuta nel Decreto Legislativo 8 giugno 2001 n. 231 (di seguito, "D.Lgs. n. 231 del 2001") gli enti associativi – tra cui le società di capitali – possono essere ritenuti responsabili, e di conseguenza sanzionati in via pecuniaria e/o interdittiva, in relazione a taluni reati commessi o tentati – in Italia o all'estero – nell'interesse o a vantaggio delle società. Le società possono in ogni caso adottare modelli di organizzazione, gestione e controllo idonei a prevenire i reati stessi.
In relazione a ciò, nelle adunanze del 15 dicembre 2003 e del 28 gennaio 2004 il Consiglio di Amministrazione di Eni SpA ha approvato per la prima volta il modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. n. 231 del 2001 (di seguito, "modello 231") e istituito il relativo Organismo di Vigilanza. La composizione dell'Organismo, inizialmente di tre membri, è stata modificata dal Consiglio di Amministrazione nella riunione del 7 giugno 2007 con l'inserimento di due membri esterni, uno dei quali è stato nominato presidente dell'Organismo.
Nel frattempo, dopo la prima approvazione del modello, in conseguenza degli interventi legislativi sul campo di applicazione del D.Lgs. n. 231 del 2001, l'Amministratore Delegato ha disposto l'attuazione di n. 3 Addenda (dedicati a, rispettivamente, "Reati con finalità di terrorismo o di eversione dell'ordine democratico e Reati contro la personalità individuale", "Abusi di mercato, tutela del risparmio e disciplina dei mercati finanziari" e "Reati transnazionali").
Nella riunione del 14 marzo 2008 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'aggiornamento del modello 231 in relazione ai cambiamenti organizzativi aziendali di Eni, all'evoluzione della giurisprudenza e della

dottrina, alle considerazioni derivanti dall'applicazione del modello, ivi comprese le esperienze provenienti dal contenzioso, alla prassi delle società italiane ed estere in ordine ai modelli, agli esiti delle attività di vigilanza e delle risultanze delle attività di *audit* interno, all'evoluzione del quadro normativo.

Dell'aggiornamento del modello 231 è parte integrante e principio generale non derogabile il nuovo Codice Etico di Eni.

L'Organismo di Vigilanza riferisce in merito all'attuazione del modello 231, all'emersione di eventuali aspetti critici e comunica l'esito delle attività svolte nell'esercizio dei compiti assegnati. Sono previste linee di riporto nei confronti del Presidente, dell'Amministratore Delegato, il quale informa il Consiglio di Amministrazione nell'ambito dell'informativa sull'esercizio delle deleghe conferite, del Comitato per il Controllo Interno e del Collegio Sindacale. L'aggiornamento del modello 231 è trasmesso alle società controllate affinché ciascuna società adotti e/o aggiorni il proprio modello e istituisca un proprio organismo di vigilanza.
I rappresentanti indicati da Eni negli organi sociali delle partecipate, nei consorzi e nelle *joint-venture* promuovono i principi e i contenuti del modello 231 negli ambiti di rispettiva competenza.
Il modello 231 è pubblicato sul sito Internet di Eni **www.eni.it.**

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari
Ai sensi dell'art. 24 dello statuto, in ottemperanza a quanto disposto dall'art. 154-*bis* del Testo Unico della Finanza, il Consiglio di Amministrazione, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente e previo parere favorevole del Collegio Sindacale, nomina il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari. Questo deve essere scelto fra persone che abbiano svolto per almeno un triennio:

a) attività di amministrazione o di controllo ovvero di direzione presso società quotate in mercati regolamentati italiani o di altri Stati dell'Unione Europea ovvero degli altri Paesi aderenti all'OCSE, che abbiano un capitale sociale non inferiore ad un milione di euro, ovvero
b) attività di controllo legale dei conti presso le società indicate nella lettera a), ovvero
c) attività professionali o di insegnamento universitario di ruolo in materie finanziarie o contabili, ovvero
d) funzioni dirigenziali presso enti pubblici o privati con competenze del settore finanziario, contabile o del controllo.

Il Consiglio di Amministrazione vigila affinché il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari disponga di adeguati poteri e mezzi per l'esercizio dei compiti a lui attribuiti nonché sul rispetto effettivo delle procedure amministrative e contabili.
Nella riunione del 20 giugno 2007, il Consiglio di Amministrazione ha nominato, con il parere favorevole del Collegio Sindacale, il *Chief Financial Officer* di Eni SpA, Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni, ed ha ritenuto adeguati i poteri e i mezzi a sua disposizione per lo svolgimento delle sue funzioni. Nella stessa riunione sono state approvate le linee guida su "Il Sistema di Controllo Eni sull'Informativa Societaria", predisposte dal Dirigente preposto, che definiscono le norme e le metodologie per l'istituzione e il mantenimento nel tempo del sistema di controllo interno sull'informativa Eni a rilevanza esterna (informativa societaria) nonché per la valutazione della sua efficacia. Nella riunione del 15 gennaio 2008, il Consiglio di Amministrazione ha di nuovo valutato positivamente l'adeguatezza dei mezzi a disposizione del CFO, quale Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili.

Sistema di controllo interno
Da diversi anni Eni si è dotata di un sistema di controllo interno volto a presidiare le principali aree di rischio dell'attività sociale.
L'insieme delle regole e delle strutture che compongono il sistema è integrato dal Codice di Comportamento che individua, quali valori fondamentali, la legittimità formale e sostanziale del comportamento dei propri dipendenti a qualunque livello organizzativo, la trasparenza contabile e la diffusione di una mentalità orientata all'esercizio del controllo. Eni è consapevole che gli investitori fanno affidamento sulla piena osservanza, da parte degli Organi Sociali, del *management* e dei dipendenti tutti, del sistema di regole costituenti il sistema di controllo interno aziendale.
Il Consiglio di Amministrazione valuta l'adeguatezza del sistema di controllo interno rispetto alle caratteristiche dell'impresa. Con la delibera del 13 dicembre 2006 e successive modifiche, confermando quanto prescritto dal Codice di autodisciplina Eni, il Consiglio si è riservato un ruolo di primo attore, incaricandosi di definire – esaminate le valutazioni del Comitato per il controllo interno – le linee di indirizzo del sistema di controllo interno in modo da assicurare l'identificazione, la misurazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi della società e delle sue controllate. A tale scopo il Comitato per il controllo interno riferisce al Consiglio, almeno semestralmente, in occasione dell'approvazione del bilancio e della relazione semestrale, sull'attività svolta, nonché sull'adeguatezza del sistema di controllo inter-

no. Il Comitato oltre ad assistere il Consiglio nell'espletamento dei compiti in materia di sistema di controllo interno, tra l'altro: (i) valuta, unitamente al Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e con la società di revisione, il corretto utilizzo dei principi contabili e la loro omogeneità ai fini della redazione del bilancio consolidato; (ii) esamina il Piano integrato di *audit*, le relazioni periodiche del Responsabile Internal Audit sull'attività svolta e i relativi esiti; (iii) valuta i rilievi che emergono dai rapporti di revisione dell'Internal Audit, dalle attività di istruttoria curate dall'Internal Audit anche a fronte di segnalazioni (*whistleblowing*), dalle comunicazioni del Collegio Sindacale e dei Sindaci, dalle relazioni e dalle *management letter* delle società di revisione, dalla relazione annuale del Garante per il Codice di comportamento, dalle relazioni dell'Organismo di Vigilanza, dalla relazione del Preposto al controllo interno e dalle indagini e dagli esami svolti da terzi. Le attività svolte dal Comitato per il controllo interno nel 2007 sono descritte nello specifico paragrafo della Relazione riportato in precedenza.

È riservato all'Amministratore Delegato il compito di dare esecuzione alle linee di indirizzo definite dal Consiglio stesso e di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno, avvalendosi del Preposto al controllo interno e dell'unità Internal Audit.

Il Responsabile Internal Audit è stato nominato Preposto al controllo interno dal Consiglio di Amministrazione nella riunione del 16 marzo 2007, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente e sentito il parere del Comitato per il controllo interno. Il Preposto al controllo interno è incaricato di verificare che il sistema di controllo interno sia sempre adeguato, pienamente operativo e funzionante; esso non è responsabile di alcuna area operativa, riferisce del suo operato all'Amministratore Delegato, al Comitato per il controllo interno ed al Collegio Sindacale ed esprime una valutazione sull'idoneità del sistema di controllo interno a conseguire un accettabile profilo di rischio complessivo.

Tra gli attori responsabili che operano nell'ambito del complessivo sistema di controllo interno, un ruolo rilevante è svolto dall'unità Internal Audit, posta alle dipendenze dell'Amministratore Delegato e del Collegio Sindacale quale *Audit Committee* ai sensi del SOA. All'Internal Audit è affidato il compito di fornire un'attività indipendente ed obiettiva finalizzata a promuovere azioni di miglioramento dell'efficienza e dell'efficacia del sistema di controllo interno e dell'organizzazione aziendale. Nel corso del 2007 si è completata l'unificazione delle attività di Internal Audit di Gruppo in capo all'Internal Audit di Eni SpA, ad esclusione delle controllate quotate e di quelle che saranno soggette alla disciplina dell'*unbundling*. Tale soluzione organizzativa è stata adottata in linea con il ruolo affidato alla Capogruppo di presidio della definizione delle linee di indirizzo e della valutazione dell'adeguatezza, dell'efficacia e dell'effettivo funzionamento del sistema di controllo Interno nel suo complesso. L'Internal Audit di Eni SpA svolge le proprie attività di monitoraggio sul sistema di controllo interno sulla base di: i) un Piano Integrato di *Audit*, elaborato annualmente con un approccio "*top down-risk based*", che viene sottoposto alla preventiva valutazione del Comitato per il controllo interno e del Collegio Sindacale di Eni SpA e all'approvazione del Consiglio di Amministrazione della società e, per gli aspetti rilevanti ai fini del D.Lgs. n. 231/01, dell'Organismo di Vigilanza Eni; ii) di interventi di controllo non programmati, che vengono attivati a fronte di specifiche richieste del *management*, del vertice aziendale, del Comitato di controllo interno, del Collegio Sindacale e dell'Organismo di Vigilanza Eni, nonché di segnalazioni anche anonime ai sensi delle procedure aziendali in vigore; iii) delle attività di monitoraggio indipendente svolte ai fini dell'informativa societaria periodica, come più avanti descritto. L'unità Internal Audit comunica periodicamente agli Organi di Controllo ed al vertice aziendale gli esiti delle attività di *audit* svolte e dell'attività di monitoraggio delle azioni correttive definite a valle degli interventi stessi.

Il Preposto al controllo interno, l'Internal Audit e la società di revisione hanno libero accesso ai dati, alla documentazione e alle informazioni utili allo svolgimento delle proprie attività.

Informativa societaria periodica

Eni si è dotata da tempo di procedure che governano i processi di raccolta, elaborazione, rappresentazione e diffusione dell'informativa societaria. Queste consentono alle società del Gruppo di redigere i bilanci e di fornire gli elementi informativi necessari alla redazione del bilancio e delle relazioni infrannuali consolidate, nel rispetto delle normative e dei principi contabili di generale accettazione, assicurando, al contempo, l'uniformità dei comportamenti e un'informativa societaria veritiera, completa e tempestiva.

Il sistema di controllo interno sull'informativa societaria è stato definito coerentemente alle previsioni dell'art. 154-*bis* del TUF e della legge statunitense Sarbanes-Oxley Act of 2002 (SOA), cui Eni è sottoposta in qualità di emittente quotato al New York Stock Exchange (NYSE).

In applicazione della normativa statunitense, il 22 marzo 2005 il Consiglio di Amministrazione, avvalendosi della facoltà concessa dalla SEC agli emittenti esteri quotati nei mercati regolamentati statunitensi, ha individuato nel Collegio Sindacale l'organo che dal 1° giugno 2005

svolge, nei limiti consentiti dalla normativa italiana, le funzioni attribuite all'*Audit Committee* di tali emittenti esteri dal Sarbanes-Oxley Act e dalla normativa SEC.

In applicazione della normativa nazionale, in data 20 giugno 2007 il Consiglio di Amministrazione Eni ha nominato il CFO quale Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e ha approvato le linee guida su "Il Sistema di Controllo Eni sull'Informativa Societaria", che definiscono le norme e le metodologie per l'istituzione, il mantenimento e la valutazione del predetto sistema, specificando i compiti e le responsabilità affidati al *management* del Gruppo ai diversi livelli organizzativi.

La progettazione del sistema è stata definita seguendo due principi fondamentali:

- diffusione dei controlli a tutti i livelli della struttura organizzativa, coerentemente con le responsabilità operative affidate;
- sostenibilità dei controlli nel tempo, in modo tale che il loro svolgimento risulti sempre più integrato e compatibile con le esigenze operative; a questo fine particolare attenzione è stata data alla selezione dei controlli in modo da individuare quelli decisivi nella mitigazione dei rischi.

Gli obiettivi del sistema di controllo sono stati definiti coerentemente alle indicazioni contenute nella normativa statunitense, che distingue due componenti del sistema:

- controlli e procedure per il rispetto degli obblighi informativi del bilancio consolidato e del *Form* 20-F (*Disclosure controls and procedures-DC&P*);
- sistema di controllo interno che sovrintende la redazione del bilancio (*Internal Control Over Financial Reporting-ICFR*).

I *disclosure controls and procedures* sono disegnati per assicurare che l'informativa societaria sia adeguatamente raccolta e comunicata al *management* dell'emittente, tra cui in particolare il *Chief Executive Officer* (*CEO*) e il *Chief Financial Officer* (*CFO*), affinché questi possano assumere decisioni consapevoli e tempestive sulle informazioni da diffondere al mercato.

Il sistema di controllo interno che sovrintende la redazione del bilancio e delle situazioni contabili infrannuali ha l'obiettivo di assicurare l'attendibilità dell'informativa finanziaria, in accordo con i principi contabili di generale accettazione.

L'articolazione del sistema di controllo è definita coerentemente al modello adottato nel COSO *Report* e prevede cinque componenti (ambiente di controllo, *risk assessment*, attività di controllo, sistemi informativi e flussi di comunicazione, attività di monitoraggio), che, in relazione alle loro caratteristiche operano a livello di entità organizzativa (Gruppo, settore, società o Divisione) e/o a livello di processo operativo/amministrativo (transazionale, di valutazione o, propriamente, di chiusura di bilancio). Obiettivo del sistema è la mitigazione sia dei rischi di errore, non intenzionale, sia dei rischi di frode che potrebbero avere effetti rilevanti sul bilancio; con riguardo a questi ultimi è stato condotto uno specifico *risk assessment* e individuati i relativi programmi e controlli antifrode.

Coerentemente al modello adottato, i controlli istituiti sono oggetto di monitoraggio per verificarne nel tempo la bontà del disegno e l'effettiva operatività; a tal fine, sono state previste attività di monitoraggio di linea (*ongoing monitoring activities*), affidate al *management* responsabile dei processi/attività rilevanti, e attività di monitoraggio indipendente (*separate evaluations*), affidate all'Internal Audit, che opera secondo un piano prestabilito che definisce l'ambito e gli obiettivi dell'intervento.

Gli esiti delle attività di monitoraggio sono oggetto di un *reporting* periodico sullo stato del sistema di controllo che coinvolge tutti i livelli della struttura organizzativa del Gruppo ed alimenta il processo continuo di miglioramento finalizzato ad assicurare l'adeguamento del sistema all'evoluzione del Gruppo e aumentarne il livello di efficienza. In tale ottica, nel corso del 2007 sono state condotte, secondo un approccio *risk based*, azioni di semplificazione che hanno portato, in particolare, ad un ridimensionamento dei processi e dei controlli in ambito, mantenendo sostanzialmente inalterato il numero delle imprese coinvolte.

Interessi degli amministratori e operazioni con parti correlate

Conformemente a quanto dispone il Testo Unico della Finanza, l'articolo 23.3 dello statuto prevede che gli amministratori comunichino tempestivamente al Collegio Sindacale le operazioni nelle quali abbiano un interesse.

In occasione di ogni riunione consiliare il Presidente invita espressamente gli Amministratori a dichiarare gli eventuali interessi nelle operazioni all'ordine del giorno.

Il Codice Eni, conformemente al Codice di Borsa, prevede l'adozione a cura del Consiglio di Amministrazione di misure volte ad assicurare che le operazioni nelle quali un Amministratore sia portatore di un interesse, per conto proprio o di terzi, e quelle poste in essere con parti correlate vengano compiute in modo trasparente e rispettando criteri di correttezza sostanziale e procedurale. In aggiunta, il Codice Eni prevede uno specifico parere del Comitato per il controllo interno sulle regole che il Consiglio adotta.

Come già riferito, la redazione della procedura in materia di operazioni con parti correlate è in corso di preparazione, ma si attende l'emanazione dei principi generali che l'art. 2391-*bis* del Codice Civile attribuisce alla competenza della Consob; nelle more della nuova procedura le operazioni vengono sottoposte all'attenzione particolare del Consiglio, anche se di importo inferiore alla soglia di rilevanza consiliare.

La delibera consiliare che definisce le attribuzioni riservate del Consiglio (v. *supra*), richiama l'esigenza a prestare particolare attenzione alle situazioni in cui esistono interessi degli amministratori e alle operazioni con parti correlate.

Inoltre, nei rapporti con le società controllate quotate Eni si impegna a rispettare le disposizioni del Codice di Borsa riferite agli azionisti e in particolare a rispettarne l'autonomia gestionale.

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate, individuate dallo IAS 24, riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate e collegate escluse dall'area di consolidamento, nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti, e sono compiute nell'interesse delle imprese del Gruppo.

Gli Amministratori, i Direttori Generali e i dirigenti con responsabilità strategiche dichiarano semestralmente l'eventuale esecuzione di operazioni effettuate con Eni SpA e con le imprese controllate dalla stessa, anche per interposta persona o da soggetti a essi riconducibili, secondo le disposizioni dello IAS 24.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria con le parti correlate, la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti, nonché l'incidenza di tali rapporti e operazioni sulla situazione patrimoniale e finanziaria sul risultato economico e sui flussi finanziari sono evidenziati nelle note al bilancio consolidato (nota n. 36) e al bilancio di esercizio di Eni SpA (nota n. 37).

Azionisti e informazioni sugli assetti proprietari[8]

Struttura del capitale sociale e principali azionisti

Il capitale sociale di Eni SpA al 31 dicembre 2007 ammonta a 4.005.358.876 euro, interamente versato, ed è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro. Le azioni sono indivisibili e ogni azione dà diritto a un voto. I possessori di azioni Eni possono esercitare i diritti sociali e patrimoniali loro attribuiti dalla normativa vigente, nel rispetto dei limiti posti da quest'ultima.

Nel 1995 Eni ha emesso un programma di *ADR* (*American Depositary Receipts*) per il mercato statunitense. L'*ADR* identifica i certificati azionari rappresentativi di titoli di società estere trattati sui mercati borsistici degli Stati Uniti. Ogni *ADR* Eni rappresenta due azioni ordinarie ed è quotato al *New York Stock Exchange*.

Con delibera del 24 maggio 2007, l'Assemblea ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357, a proseguire, per un periodo di 18 mesi dalla data della deliberazione assembleare, nel programma di acquisto di azioni proprie fino a raggiungere il massimo di 400 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro e fino all'ammontare complessivo di 7,4 miliardi di euro, comprensivi delle azioni in portafoglio alla data dell'Assemblea, ad un prezzo non inferiore al loro valore nominale e non superiore al prezzo di riferimento registrato il giorno di borsa precedente ogni singolo acquisto aumentato del 5%[9].

Non sono noti alla Società accordi stipulati ai sensi dell'art. 122 del Testo Unico della Finanza.

Sulla base delle informazioni disponibili e delle comunicazioni ricevute ai sensi della delibera Consob n. 11971/1999, al 31 dicembre 2007 gli azionisti possessori di quote superiori al 2% del capitale di Eni SpA sono:

Azionisti	Numero di azioni	% sul capitale
Ministero dell'Economia e delle Finanze	813.443.277	20,31
Cassa Depositi e Prestiti SpA [a]	400.288.338	9,99
Gruppo Barclays Global Investor	80.267.278	2,01
Eni SpA (azioni proprie)	348.525.005	8,70

(a) Cassa Depositi e Prestiti SpA è controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

(8) L'informazione sugli assetti proprietari è resa in ottemperanza a quanto richiesto dall'art 123-*bis* del Testo Unico della Finanza. Per quanto attiene alle informazioni richieste dalla lettera m) del medesimo articolo, si rinvia alla sezione "Compensi ed altre informazioni" della Relazione sulla gestione di Eni SpA.
(9) Per maggiori dettagli, si rinvia alla sezione "Azioni proprie" della Relazione sulla gestione di Eni SpA.

Ripartizione dell'azionariato per area geografica

Azionisti	Numero di azionisti	Numero di azioni	% sul capitale [a]
Italia	314.517	2.512.562.966	62,73
UK e Irlanda	1.056	140.946.897	3,52
Altri Stati UE	4.138	507.550.360	12,67
USA e Canada	1.857	343.761.345	8,58
Resto del Mondo	1.425	135.500.715	3,39
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo		336.892.397	8,41
Altri		28.144.196	0,70
Totale		4.005.358.876	100,00

(a) Esistente dalla data di pagamento del dividendo a saldo dell'esercizio 2006, 21 giugno 2007 (data stacco: 18 giugno 2007).

Ripartizione dell'azionariato per fascia di possesso

Azionisti	Numero di azionisti	Numero di azioni	% sul capitale [a]
>10%	1	813.443.277	20,31
3%-10%	1	400.288.338	9,99
2%-3%	0	0	0
1%-2%	11	718.332.508	17,93
0,5%-1%	4	99.289.018	2,48
0,3%-0,5%	16	247.086.313	6,17
0,1%-0,3%	54	355.070.012	8,87
≤ 0,1%	322.906	1.006.812.817	25,14
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo		336.892.397	8,41
Altri		28.144.196	0,70
Totale		4.005.358.876	100,00

(a) Esistente alla data di pagamento del dividendo a saldo dell'esercizio 2006, 21 giugno 2007 (data stacco: 18 giugno 2007).

Limiti di possesso azionario e restrizioni al diritto di voto

Ai sensi dell'art. 6 dello statuto, in applicazione delle norme speciali di cui alla legge n. 474 del 1994, nessun azionista, ad eccezione dello Stato Italiano, può possedere azioni della società che comportino una partecipazione, diretta o indiretta, superiore al 3% del capitale sociale; il superamento di questo limite comporta l'impossibilità di esercitare il diritto di voto spettante alle azioni eccedenti detto limite.

Diritti speciali riservati allo Stato (*Golden Share*)

Ai sensi dell'art. 6.2 dello statuto, in applicazione delle norme speciali di cui alla legge n. 474 del 1994, il Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con il Ministro dello Sviluppo economico, è titolare di poteri speciali da esercitarsi nel rispetto dei criteri indicati dal decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004. I poteri speciali sono in sintesi i seguenti: (a) opposizione all'assunzione di partecipazioni rilevanti che rappresentano il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'assemblea ordinaria. L'opposizione deve essere espressa, quando l'operazione è considerata pregiudizievole degli interessi vitali dello Stato, entro dieci giorni dalla data della comunicazione che deve essere effettuata dagli amministratori al momento della richiesta di iscrizione nel libro soci; (b) opposizione alla conclusione di patti o accordi di cui all'art. 122 del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 nel caso in cui negli accordi sia rappresentato almeno il 3% del capitale sociale costituito da azioni con diritto di voto nell'assemblea ordinaria; (c) veto, debitamente motivato in relazione al concreto pregiudizio arrecato agli interessi vitali dello Stato, all'adozione delle delibere di scioglimento della Società, di trasferimento dell'azienda, di fusione, di scissione, di trasferimento della sede sociale all'estero, di cambiamento dell'oggetto sociale, di modifiche dello statuto che sopprimono o modificano i poteri di cui alle lettere (a), (b), (c) e alla successiva lettera (d); (d) nomina di un Amministratore al quale non spetta il diritto di voto nelle riunioni consiliari.

Azioni e strumenti finanziari partecipativi di cui alla legge 23 dicembre 2005, n. 266

La legge 23 dicembre 2005, n. 266 (Legge Finanziaria 2006) all'art. 1, commi da 381 a 384, al fine di "favorire i processi di privatizzazione e la diffusione dell'investimento azionario" delle società nelle quali lo Stato detiene una partecipazione rilevante, ha introdotto la facoltà di inserire nello statuto delle società privatizzate a prevalente partecipazione dello Stato, come Eni, norme che prevedono l'emissione di azioni o di strumenti finanziari partecipativi che attribuiscono all'assemblea speciale dei relativi titolari il diritto di richiedere l'emissione a favore dei medesimi di nuove azioni, anche al valore nominale, o

nuovi strumenti finanziari partecipativi muniti del diritto di voto nell'assemblea ordinaria e straordinaria. L'inserimento di tale modifica dello statuto comporterebbe il venir meno del limite del possesso azionario di cui al citato art. 6.1 dello statuto. Al momento, tuttavia, lo statuto di Eni non contiene tale previsione.

Accordi significativi che acquistano efficacia, si modificano o si estinguono nel caso di cambio del controllo di Eni

Salvo quanto di seguito indicato, Eni SpA e le sue controllate non sono parti di accordi significativi, che siano divulgabili senza arrecare grave pregiudizio per la società, che acquistano efficacia, si modificano o si estinguono nel caso di cambio degli azionisti che attualmente controllano Eni SpA. Sono considerati accordi significativi quelli che sono stati oggetto di esame ed approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione, in quanto rientranti nelle sue competenze riservate, come sopra indicate.

In particolare gli accordi che rientrano nella fattispecie indicata riguardano: (i) le disposizioni del patto parasociale in essere tra Eni, Amorim Energia e Caixa Geral de Depósitos per la gestione congiunta della Galp Energia SGPS SA, che stabiliscono, nel caso di cambio di controllo sulle società partecipanti al patto, la facoltà degli altri *partner* di acquistare le azioni detenute dalle parti contrattuali nei cui confronti si è verificato il cambio di controllo; (ii) la possibile decadenza della licenza di distribuzione di gas naturale della controllata Distribuidora de Gas Cuyana SA per effetto delle disposizioni dell'art. 34 del Titolo VIII della legge 24.076 nei casi in cui la società fosse controllata da un azionista attivo in Argentina, direttamente o tramite controllate, nelle attività di produzione, stoccaggio o distribuzione di gas naturale.

L'Assemblea

Nel corso delle riunioni assembleari i soci possono chiedere informazioni sulle materie all'ordine del giorno, che vengono rese nel rispetto della disciplina delle informazioni privilegiate.

Allo scopo di favorire la partecipazione degli azionisti all'Assemblea, gli avvisi di convocazione sono pubblicati, sulla Gazzetta Ufficiale oppure, ai sensi dell'art. 13 dello statuto, sui quotidiani "Il Sole 24 Ore", "Corriere della Sera" e "Financial Times". Per agevolare l'esercizio del diritto di voto, lo statuto prevede (artt. 13 e 14) sia il voto per corrispondenza, sia facilitazioni per la raccolta delle deleghe presso gli azionisti dipendenti. Sempre ai sensi dell'art. 13 dello statuto, i soci che, anche congiuntamente, rappresentino almeno un quarantesimo del capitale sociale, possono chiedere, entro cinque giorni dalla pubblicazione dell'avviso di convocazione, l'integrazione dell'elenco delle materie da trattare.

Inoltre, ai sensi dell'art. 14 dello statuto, al fine di facilitare la raccolta di deleghe presso gli azionisti dipendenti della Società e delle sue controllate, associati ad associazioni di azionisti che rispondano ai requisiti previsti dalla normativa vigente in materia, sono messi a disposizione delle medesime associazioni, secondo i termini e le modalità di volta in volta concordati con i loro legali rappresentanti, spazi da utilizzare per la comunicazione e per lo svolgimento dell'attività di raccolta di deleghe.

Al fine di assicurare lo svolgimento ordinato e funzionale dei lavori assembleari e il diritto di ciascun azionista a prendere la parola sugli argomenti in discussione, il 4 dicembre 1998 l'Assemblea ha approvato il Regolamento delle proprie riunioni, disponibile sul sito Internet di Eni[10].

Rapporti con gli azionisti e gli investitori

Sin dall'avvio del processo di privatizzazione, Eni, in conformità con il proprio Codice Etico, comunica costantemente con gli investitori istituzionali, con gli azionisti e con il mercato al fine di assicurare la diffusione di notizie complete, corrette e tempestive sulla propria attività, con l'unico limite delle esigenze di riservatezza che talune informazioni possono presentare.

L'informativa agli investitori, al mercato e alla stampa relativa ai rendiconti periodici, agli eventi e alle operazioni rilevanti è assicurata dai comunicati stampa, da incontri periodici e *conference call* con gli investitori istituzionali, analisti finanziari e con la stampa, ed è diffusa tempestivamente al pubblico anche mediante pubblicazione sul sito Internet della società (**www.eni.it**). Entro il mese di dicembre viene diffuso al mercato e pubblicato sul sito Internet il calendario finanziario con il dettaglio dei principali eventi finanziari dell'anno successivo. Sul sito sono inoltre disponibili i rapporti periodici, la relazione, il Codice e le procedure in materia di *Corporate Governance*, lo Statuto della Società, gli avvisi agli azionisti e agli obbligazionisti, l'informativa e la documentazione sugli argomenti all'ordine del giorno delle assemblee degli azionisti e degli obbligazionisti ed i relativi verbali. La documentazione è inviata gratuitamente a chiunque ne faccia richiesta, anche tramite servizio sul sito Internet.

(10) Per quanto attiene alle norme applicabili alla nomina e alla sostituzione degli amministratori, si rinvia al paragrafo specificamente dedicato al Consiglio di Amministrazione della presente Relazione. Per quanto attiene alle informazioni relative alle modifiche statutarie come richieste dalla lettera h) dell'art. 123-*bis* del Testo Unico della Finanza, Eni applica la disciplina normativa ordinaria, ad eccezione di quanto previsto al paragrafo relativo ai diritti speciali riservati allo Stato della presente Relazione cui si rinvia. Si evidenzia altresì che l'art. 23.2 dello statuto prevede che il Consiglio di Amministrazione deliberi sull'adeguamento delle disposizioni statutarie alle disposizioni normative.

Apposite funzioni di Eni assicurano i rapporti con gli investitori, con gli azionisti e con gli organi di informazione. Come previsto dal Codice Eni, i rapporti con gli investitori e gli analisti finanziari sono gestiti dal responsabile dell'unità *Investor Relations*. Le informazioni di loro interesse sono disponibili sul sito Eni e possono essere chieste anche tramite l'e-mail investor.relations@eni.it.
I rapporti con gli organi di informazione sono intrattenuti dal responsabile dell'unità Comunicazione Esterna.
I rapporti con gli azionisti sono intrattenuti dal responsabile della Segreteria Societaria. Le informazioni di loro interesse sono disponibili sul sito Eni e possono essere chieste anche tramite l'e-mail segreteriasocietaria.azionisti@eni.it, nonché al numero verde 800940924 (dall'estero: 80011223456).

Trattamento delle informazioni societarie

Il 28 febbraio 2006 il Consiglio di Amministrazione ha aggiornato la "Procedura di comunicazione al mercato di documenti e informazioni riguardanti le attività del Gruppo" approvata il 18 dicembre 2002.
La procedura – che recepisce le indicazioni della Consob, della Borsa Italiana e della "Guida per l'informazione al mercato" emessa nel giugno 2002 dal Forum Ref sull'informativa societaria, nonché di quelle contenute nelle norme di recepimento della direttiva europea sul *Market Abuse* – fissa i requisiti della comunicazione al pubblico delle informazioni privilegiate (materialità, chiarezza, omogeneità, simmetria informativa, coerenza e tempestività) e definisce le regole per acquisire dalle società controllate i dati e le notizie necessari a fornire un'adeguata e tempestiva informativa al Consiglio e al mercato sugli eventi e sulle circostanze che possono concretizzarsi in informazioni privilegiate.
La procedura individua altresì i provvedimenti da assumere in caso di violazione delle disposizioni contenute nella stessa, anche tenuto conto delle nuove fattispecie oggetto di sanzioni penali e amministrative introdotte dalla Legge sulla tutela del pubblico risparmio.
Detta procedura è stata aggiornata il 29 settembre 2006 per tener conto degli orientamenti interpretativi forniti in materia dalla Consob con la Comunicazione del 28 marzo 2006. Il Codice Etico di Eni definisce gli obblighi di riservatezza cui sono tenuti i dipendenti del Gruppo ai fini del trattamento delle informazioni riservate.
Gli Amministratori e i Sindaci assicurano la riservatezza dei documenti e delle informazioni acquisiti nello svolgimento dei loro compiti e osservano il rispetto della procedura adottata da Eni per la gestione interna e la comunicazione all'esterno di tali documenti e informazioni. La procedura è pubblicata sul sito Internet di Eni.

Registro delle persone che hanno accesso ad informazioni privilegiate
Il 28 febbraio 2006 il Consiglio ha approvato la procedura relativa alla "Tenuta e aggiornamento del Registro delle persone che hanno accesso a informazioni privilegiate in Eni", in ottemperanza alle disposizioni dell'art. 115-*bis* del Testo Unico della Finanza.
La procedura, che recepisce le disposizioni del Regolamento Emittenti della Consob, definisce: (i) le modalità e i termini di iscrizione nel registro e dell'eventuale successiva cancellazione delle persone che, in ragione dell'attività lavorativa o professionale ovvero in ragione delle funzioni svolte per conto di Eni, hanno accesso su base regolare od occasionale a informazioni privilegiate; (ii) le modalità di comunicazione all'interessato dell'avvenuta iscrizione e/o cancellazione dal registro e della relativa motivazione.
La procedura ha decorrenza dal 1° aprile 2006. È stata aggiornata il 29 settembre 2006 per tener conto degli orientamenti interpretativi forniti in materia dalla Consob con la Comunicazione del 28 marzo 2006. La procedura è pubblicata sul sito Internet di Eni.

Internal Dealing
Nella stessa riunione del 28 febbraio 2006, il Consiglio ha approvato la "Procedura relativa all'identificazione dei soggetti rilevanti e alla comunicazione delle operazioni da essi effettuate, anche per interposta persona, aventi a oggetto azioni emesse da Eni SpA o altri strumenti finanziari a esse collegati" (Procedura *Internal Dealing*) che, con decorrenza 1° aprile 2006, sostituisce il "Codice in materia di negoziazione di strumenti finanziari emessi da Eni SpA e da società controllate quotate (*Internal Dealing*)", approvato dal Consiglio il 18 dicembre 2002.
La procedura è redatta in ottemperanza alle disposizioni dell'art. 114, comma 7, del Testo Unico della Finanza.
La procedura, che recepisce le disposizioni del Regolamento Emittenti della Consob, (i) individua le persone rilevanti; (ii) definisce le operazioni aventi a oggetto azioni emesse da Eni SpA o altri strumenti finanziari a esse collegati; (iii) fissa le modalità e i termini delle comunicazioni a Eni delle operazioni effettuate nonché i termini di diffusione al pubblico delle comunicazioni stesse.
La procedura prevede inoltre, in aggiunta agli obblighi normativi, specifici periodi dell'anno durante i quali le persone rilevanti indicate sopra non possono effettuare operazioni (*blocking periods*).
La procedura è stata aggiornata il 29 settembre 2006 per tener conto degli orientamenti interpretativi forniti in materia dalla Consob con la Comunicazione del 28 marzo 2006. La procedura è pubblicata sul sito Internet di Eni.

Di seguito sono riportate le tabelle indicate nel documento "Guida alla compilazione della relazione sulla Corporate Governance" emesso nel marzo 2004 dall'Assonime e dalla Emittenti Titoli SpA.

Struttura del Consiglio di Amministrazione e dei comitati

	Consiglio di Amministrazione					Comitato Controllo Interno		*Compensation Committee*		Osservatorio Petrolifero Internazionale	
Componenti	esecutivi	non esecutivi	indipendenti	% presenze	n. altri incarichi [a]	appartenenza	% presenze	appartenenza	% presenze	appartenenza	% presenze
Presidente											
Roberto Poli		X		100	4						
Amministratore Delegato											
Paolo Scaroni	X			100	4					X	
Consiglieri											
Alberto Clô [*]		X	X	92	4	X	64			X	100
Renzo Costi [*]		X	X	84		X	79	X	75		
Dario Fruscio		X	X	68						X	100
Marco Pinto		X		92		[b]		X	75		
Marco Reboa [*]		X	X	96	5	X	100			X	100
Mario Resca		X	X	92	3			X	100		
Pierluigi Scibetta		X	X	92	1	X	71	X	100		
Numero riunioni 2007			**25**				**14**		**4**		**4**

(a) Incarichi di Amministratore o Sindaco ricoperti in altre società quotate in mercati regolamentari anche esteri, in società finanziarie, bancarie, assicurative o di rilevanti dimensioni.
(b) Il Consigliere Pinto si è dimesso a giugno 2007dalla carica di componente del Comitato per il Controllo Interno: fino a quel momento ha partecipato a 5 riunioni del Comitato, con una percentuale di presenza del 71%.
(*) Designato dalla lista di minoranza.

Il Codice di autodisciplina prevede la possibilità di costituire all'interno del Consiglio un comitato per le proposte di nomina alla carica di Amministratore "soprattutto nei casi in cui il Consiglio rilevi la difficoltà, da parte degli azionisti, di predisporre le proposte di nomina, come può accadere nelle società quotate a base azionaria diffusa". Il comitato non è stato costituito in considerazione della natura dell'azionariato della società, nonché della circostanza che ai sensi di statuto gli amministratori sono nominati dall'Assemblea sulla base di liste presentate dagli azionisti o dal Consiglio di Amministrazione.

Collegio Sindacale

Componenti	% presenze riunioni del Collegio Sindacale	% presenze riunioni del Consiglio di Amministrazione	N. altri incarichi [a]
Presidente			
Paolo Andrea Colombo	100	100	6
Sindaci effettivi			
Filippo Duodo	89	84	1
Edoardo Grisolia	72	72	
Riccardo Perotta [*]	100	96	3
Giorgio Silva [*]	83	92	3
Numero riunioni 2007	**18**	**25**	

(a) Incarichi di Amministratore o Sindaco ricoperti in altre società quotate in mercati regolamentati italiani.
(*) Designato dalla lista di minoranza.

Per la presentazione delle liste è necessario il possesso di almeno l'1% delle azioni aventi diritto di voto nell'Assemblea ordinaria.

Altre previsioni del Codice di autodisciplina (predisposte in relazione al Codice 2002)

	Sì	No
Sistema delle deleghe e operazioni con parti correlate		
Il CdA ha attribuito deleghe definendone:		
a) limiti	X	
b) modalità d'esercizio	X	
c) periodicità dell'informativa	X	
Il CdA si è riservato l'esame e approvazione delle operazioni aventi un particolare rilievo economico, patrimoniale e finanziario (incluse le operazioni con parti correlate)?	X	
Il CdA ha definito linee-guida e criteri per l'identificazione delle operazioni "significative"?	X	
Le linee-guida e i criteri di cui sopra sono descritti nella relazione?	X	
Il CdA ha definito apposite procedure per l'esame e approvazione delle operazioni con parti correlate?		X (*)
Le procedure per l'approvazione delle operazioni con parti correlate sono descritte nella relazione?		X (*)
Procedure della più recente nomina di amministratori e sindaci		
Il deposito delle candidature alla carica di amministratore è avvenuto con almeno dieci giorni di anticipo?	X	
Le candidature alla carica di amministratore erano accompagnate da esauriente informativa?	X	
Le candidature alla carica di amministratore erano accompagnate dall'indicazione dell'idoneità a qualificarsi come indipendenti?	X	
Il deposito delle candidature alla carica di sindaco è avvenuto con almeno dieci giorni di anticipo?	X	
Le candidature alla carica di sindaco erano accompagnate da esauriente informativa?	X	
Assemblee		
La società ha approvato un Regolamento di Assemblea?	X	
Il Regolamento è allegato alla relazione (o è indicato dove esso è ottenibile/scaricabile)?	X	
Controllo interno		
La società ha nominato i preposti al controllo interno?	X	
I preposti sono gerarchicamente non dipendenti da responsabili di aree operative?	X	
Unità organizzativa preposta al controllo interno (ex art. 9.3 del Codice)		Internal Audit
Investor relations		
La società ha nominato un responsabile *investor relations*?	X	
Unità organizzativa e riferimenti (indirizzo/fax/*e-mail*) del responsabile *investor relations*		*Investor Relations* (**)

(*) Le procedure sono in corso di preparazione e saranno formalizzate non appena noti i "principi generali emanati dalla Consob" di cui all'art. 2391-*bis* del Codice Civile. Nelle more della nuova procedura, le operazioni vengono sottoposte alla attenzione particolare del Consiglio, anche se di importo inferiore alla soglia di rilevanza consiliare.

(**) Eni SpA - Piazza Vanoni, 1 - San Donato Milanese (Milano) 20097 Italia - Tel. +39 02 52051651 - Fax +39 02 52031929 - investor.relations@eni.it.

Impegno per lo sviluppo sostenibile

INTRODUZIONE

La Sostenibilità è per Eni parte integrante della propria cultura e rappresenta il motore di un processo di miglioramento continuo all'interno dell'azienda. L'azione di Eni è orientata a valorizzare le persone, a contribuire allo sviluppo e al benessere delle comunità nelle quali opera, a rispettare l'ambiente, ad investire nell'innovazione tecnologica, a perseguire l'efficienza energetica e a mitigare i rischi del cambiamento climatico.

Come risultato del rinnovato impegno di Eni per la Sostenibilità, il 2007 ha segnato l'ingresso di Eni nel *Dow Jones Sustainability World Index*, nel *FTSE4Good Index*, nel *CDP5 Climate Disclosure Leadership Index*. Eni inoltre ha migliorato fortemente la valutazione di Goldman Sachs nella *GS SUSTAIN Focus List* (dal terzo al secondo quartile), e di *Fortune* nella annuale classifica delle 100 imprese più sostenibili (dal 28° al 3° posto).

Nell'assemblea degli azionisti del maggio 2007, contestualmente al Bilancio d'esercizio, è stato presentato il primo Bilancio di Sostenibilità, la cui redazione e certificazione sono state conseguite anche grazie alla realizzazione del Sistema informativo di Sostenibilità. Nel luglio 2007 è stato ultimato e formalizzato il nuovo modello organizzativo di Sostenibilità attraverso l'emanazione di Linee Guida che ne definiscono i processi di pianificazione, controllo e reportistica, comunicazione e coinvolgimento degli *stakeholder*.

Sempre nel 2007, sono state emanate le Linee Guida per la Tutela e la Promozione dei Diritti Umani e si è promossa l'adozione di procedure operative in alcune realtà estere. Inoltre sono state condotte importanti iniziative a favore delle comunità locali collegate a progetti di sviluppo; le principali hanno riguardato Libia, Kazakhstan, Ecuador e Nigeria.

Sono stati sviluppati significativi interventi di riduzione delle emissioni di GHG in Russia e sono stati avviati interventi che permetteranno ulteriori e ancor più significativi miglioramenti in Nigeria, Congo e Libia. Nei settori della raffinazione e della produzione di energia elettrica sono stati realizzati e sono in corso progetti per il miglioramento dell'efficienza energetica.

Il programma "*Along With Petroleum*", per l'innovazione nel campo delle energie rinnovabili, alternative e dei sistemi per l'efficienza energetica, ha finanziato progetti nel campo del solare fotovoltaico innovativo (per 12 milioni di euro) e dei biocarburanti (per 7 milioni di euro).

Nell'ambito delle attività di informazione e comunicazione, Eni ha realizzato la campagna di informazione **30PERCENTO**, che si propone, attraverso 24 consigli semplici ed efficaci, di diffondere comportamenti virtuosi fra le famiglie, che possono risparmiare fino al 30% sulla bolletta energetica contribuendo al contempo a salvaguardare l'ambiente. Con questa campagna Eni intende anche proporsi come catalizzatore del dibattito sull'efficienza energetica coinvolgendo diversi attori del mondo economico, industriale e sociale. Un *panel* composto da 100 famiglie che seguono i 24 consigli e 100 che invece continuano a comportarsi in modo abituale, sarà monitorato fino a maggio 2008 al fine di confrontare i consumi effettivi delle due classi.

Nel marzo 2007 è stato avviato il **Progetto *Welfare***, con l'obiettivo di identificare ed attuare una serie di azioni volte a migliorare la qualità della vita e il benessere delle persone di Eni, aumentando quindi la loro soddisfazione rispetto all'azienda di cui fanno parte. Le aree di intervento del Progetto sono il benessere psicofisico, la conciliazione fra vita privata e vita lavorativa, la creazione di opportunità per il tempo libero e la salute. In quest'ulti-

mo ambito è stato avviato il **Progetto Salute**, al fine di migliorare lo "stato di salute generale" dell'azienda, mettendo a disposizione dei dipendenti di Eni tutti i mezzi formativi e informativi per una corretta gestione dei fattori di *stress*. È stato lanciato il sito ***Intranet* di Sostenibilità** con l'obiettivo di informare e coinvolgere le persone di Eni sui vari aspetti dello sviluppo sostenibile per rafforzare la cultura interna e offrire agli utenti differenti gradi di approfondimento dei contenuti proposti. Sono stati avviati, infine, progetti sperimentali e di ricerca per la promozione di una gestione innovativa dei temi trasversali o di rilevanza strategica della Sostenibilità:

- Progetto *Human Rights Compliance Assessment*: sperimentazione di uno strumento di valutazione della *compliance* e del grado di rischio delle attività Eni all'estero rispetto ai Diritti Umani, come implementazione delle Linee Guida Eni in materia;
- Progetto Diversità: analisi delle varie tipologie di diversità presenti in Eni, con particolare attenzione a quelle derivanti dalla differenza culturale (dinamiche di internazionalizzazione), dalla differenza di genere e dalla cosiddetta *age diversity* (diversità intergenerazionale).

PERSONE

Le persone che operano all'interno del suo sistema produttivo costituiscono per Eni un patrimonio da salvaguardare e valorizzare con attenti percorsi di crescita manageriale e professionale.
La valutazione e lo sviluppo delle risorse umane, la definizione di percorsi formativi mirati al ruolo e alla persona, insieme al rispetto di valori etici comuni, costituiscono fattori chiave per la creazione di valore sostenibile nel tempo.
I principali obiettivi che Eni si pone in relazione alle risorse umane sono i seguenti:

- tutelare, condividere e sviluppare il *know-how* strategico per lo sviluppo del *business*;
- sviluppare nel *management* le capacità di *leadership* e di lettura e interpretazione dei fenomeni economico-finanziari;
- investire sempre di più sui giovani, in termini di sviluppo e di *retention*;
- migliorare l'efficacia complessiva della gestione e dello sviluppo, con particolare attenzione agli aspetti legati all'internazionalità dell'impresa e al confronto con il mondo esterno;
- sostenere l'*engagement* dei dipendenti, come elemento correlato alle *performance* aziendali.

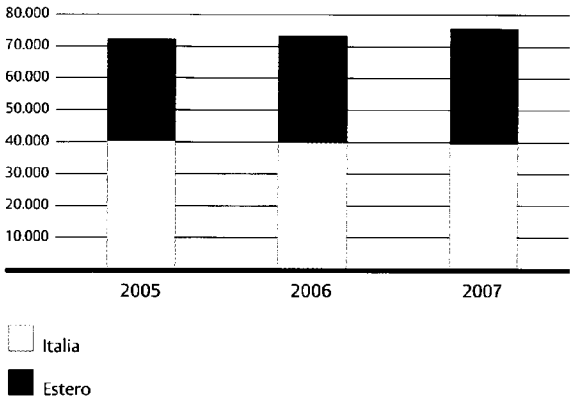
Una completa informativa sulle modalità di gestione delle risorse umane è presente nel sito *web* **www.eni.it** sezione "Persone" e nel Bilancio di Sostenibilità.

Occupazione

L'occupazione al 31 dicembre 2007 è di 75.862 unità con un aumento di 2.290 unità rispetto al 31 dicembre 2006, pari al 3,1%, determinato dall'incremento di 2.628 locali estero e dalla diminuzione di 338 occupati italiani. I dipendenti assunti in Italia sono 39.427 (52% dell'occupazione complessiva), di cui 36.300 operanti in territorio nazionale, 2.940 operanti all'estero e 187 marittimi, con una diminuzione di 338 unità, di cui 40 unità dovuta alla variazione del campo di consolidamento.
Nel 2007 è proseguito il processo di miglioramento del *mix* qualitativo delle risorse umane del Gruppo con 2.632 assunzioni, di cui 726 con contratto di lavoro a tempo determinato. Le assunzioni a tempo indeterminato e quelle con contratti di inserimento e di apprendistato (complessivamente 1.906 unità) hanno riguardato prevalentemente personale laureato (1.117 unità, di cui 759 ingegneri) e diplomato (733 unità) inseriti in posizioni operative. Nell'esercizio sono stati risolti 2.943 rapporti di lavoro, di cui 2.189 a tempo indeterminato e 754 a tempo determinato.

Occupazione a fine periodo (numero)	2005	2006	2007	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	8.030	**8.336**	**9.334**	998	12,0
Gas & Power	12.324	**12.074**	**11.582**	(492)	(4,1)
Refining & Marketing	8.894	**9.437**	**9.428**	(9)	(0,1)
Petrolchimica	6.462	**6.025**	**6.534**	509	8,4
Ingegneria & Costruzioni	28.684	**30.902**	**33.111**	2.209	7,1
Altre attività	2.636	**2.219**	**1.172**	(1.047)	(47,2)
Corporate e società finanziarie	5.228	**4.579**	**4.701**	122	2,7
	72.258	**73.572**	**75.862**	**2.290**	**3,1**

Occupazione a fine periodo



I dipendenti assunti e operanti all'estero sono 36.435 (48% dell'occupazione complessiva) con un aumento di 2.628 unità, di cui circa 1.800 riferite al settore Ingegneria & Costruzioni, come effetto netto tra inserimento di personale a termine nelle consociate estere prevalentemente per nuove commesse in particolar modo in Arabia Saudita e cessione della società Camom SA, e 736 unità riferite al settore E&P, di cui circa 400 unità relative all'acquisizione di Dominion e Maurel & Prom.

Organizzazione

Nel corso del 2007 è proseguita l'attuazione di interventi di adeguamento delle strutture e dei processi organizzativi secondo direttive coerenti con il modello di compagnia integrata adottato da Eni che prevede:

- il costante adeguamento delle strutture organizzative alle strategie di *business* e la semplificazione complessiva dell'assetto organizzativo e societario;
- la piena responsabilizzazione dei *business* e la loro integrazione su iniziative trasversali;
- il rafforzamento del ruolo Corporate di indirizzo e coordinamento;
- il maggiore coordinamento della rappresentanza Eni all'estero finalizzata allo sviluppo dei *business* e dei rapporti internazionali;
- l'accentramento e l'ottimizzazione dei servizi al *business* in ottica di efficienza e qualità del servizio erogato;
- la *compliance* di processi e sistemi di controllo alle normative e ai regolamenti.

Tra i significativi interventi di adeguamento delle strutture e dei processi attuati nel 2007, si segnalano i seguenti:

- il ruolo Corporate nelle attività di indirizzo e controllo è stato rafforzato anche attraverso l'adozione di un nuovo modello di pianificazione e controllo che mira alla misura delle *performance* delle attività di linea e *staff* ed il potenziamento delle strutture preposte al sistema di controllo interno (Organismo di Vigilanza 231 e centralizzazione dell'Internal Audit);
- è stato completato il Progetto Sostenibilità volto alla definizione di un sistema strutturato atto a pianificare e attuare le attività di Eni in Italia e all'estero secondo criteri di sviluppo sostenibile ed è stato realizzato il primo bilancio sulle iniziative di Sostenibilità intraprese dalle Divisioni e dalle Società di Eni;
- sono stati completati i processi di accentramento di diverse attività trasversali di *staff* (Approvvigionamenti, Finanza, Assicurazioni di gruppo, ICT, Documentazione societaria) e avviati ulteriori progetti di razionalizzazione ed efficienza (centralizzazione delle attività di amministrazione del personale non dirigente in Italia di Eni SpA e delle controllate, in EniServizi);
- sono stati completati processi di reingegnerizzazione delle attività di *business* nei settori *upstream*, *downstream* (in particolar modo sulle attività di Trading & Shipping), Ingegneria & Costruzioni, ricerca e sviluppo e ambiente.

Gestione e sviluppo delle risorse umane

Sono proseguite numerose attività volte a rendere più efficaci le attività di valutazione e sviluppo delle risorse umane. In particolare, l'integrazione di tutti gli strumenti di gestione e sviluppo manageriale utilizzati da Eni (valutazione delle capacità manageriali, valutazione della *performance*, valutazione delle posizioni manageriali) per il supporto al Vertice nelle decisioni relative alle risorse manageriali di primario interesse (*Succession Planning*) hanno consentito di accelerare la dinamicità di crescita dei giovani *manager* verso posizioni di rilievo.

È proseguito inoltre il programma di ringiovanimento della popolazione manageriale che ha determinato una significativa riduzione dell'età media a tutti i livelli della struttura. Questo ha determinato l'affermazione di uno stile manageriale più adeguato alle nuove sfide poste da un mercato dalle dinamiche sempre più competitive.

Sono state aggiornate le normative per la selezione del personale, per la valutazione del potenziale e per la valutazione della *performance*, per garantire principi di trasparenza e tracciabilità dei processi e per integrare tematiche di Sostenibilità.

Inoltre nel 2007 è proseguita l'attività di valutazione delle posizioni che ha portato ad avere una mappatura complessiva dei ruoli manageriali in Italia e all'estero.

Ciò consente di supportare al meglio decisioni di sviluppo e *compensation*, oltre a favorire attività di *benchmarking* retributivo con l'esterno.
È stato infine avviato il primo progetto di analisi di clima, intitolato "Eni secondo te". L'analisi riguarda tutta la popolazione di Eni, delle sue consociate e del settore petrolchimico in Italia e le principali realtà estere, per un totale di 37.000 persone.

Formazione

Eni considera la formazione uno dei punti di forza della gestione delle risorse umane. Il numero di ore erogato ogni anno e le persone coinvolte nei processi di formazione evidenziano un impegno significativo in Italia e all'estero.
Nel 2007 sono stati spesi per la formazione 88 milioni di euro, di cui 28 in Italia e 60 all'estero e sono state erogate complessivamente 3.428.000 ore di formazione (1.430.000 in Italia e 1.998.000 all'estero).
Eni Corporate University, in qualità di società del Gruppo dedicata alle attività di reperimento, selezione, formazione e *knowledge management*, persegue l'obiettivo di allineare la qualità delle risorse umane alle strategie d'impresa, presidiando l'intero "ciclo della conoscenza": dalla pianificazione dei fabbisogni delle professionalità critiche, alla "costruzione" in *partnership* con il sistema universitario di percorsi accademici integrati, fino alla selezione dei nuovi talenti e alla loro formazione durante tutto l'arco della vita professionale.
Nel 2007 è stata avviata la prima edizione del *Master in General Management* in collaborazione con SDA Bocconi e Politecnico di Milano. Il Master è rivolto a 30 giovani dirigenti Eni, che al termine del percorso formativo conseguiranno il diploma di Master Universitario di secondo livello, e si inserisce all'interno di un più ampio programma di formazione e sviluppo del *management* Eni.
Nel 2007 Eni Corporate University ha inoltre effettuato una rilevazione approfondita dello stato dell'arte delle iniziative sviluppate dalle diverse aree di *business* in tema di *Knowledge Management* e in quest'ambito la Divisione E&P ha ricevuto nel novembre 2007 il prestigioso "Giorgio Sacerdoti Award", istituito dall'Università Cattolica del Sacro Cuore di Milano, Fondazione Politecnico e AICA (Associazione Italiana per l'Informatica ed il calcolo Automatico).
Ad inizio 2007 è stato celebrato il cinquantesimo anno dalla fondazione della Scuola Mattei, che svolge fin dal 1957 attività di ricerca e formazione post-universitaria e che dalla sua fondazione ad oggi ha formato quasi 2.570 giovani, di cui 1.415 stranieri provenienti da circa 100 Paesi. Nell'anno accademico 2007-2008 sono stati istituiti 3 nuovi indirizzi di studio, che vedono la partecipazione di 81 allievi (48 stranieri e 33 italiani).

Relazioni industriali

Le relazioni industriali, nell'ambito di un sistema consolidato e strutturato, hanno costituito un coerente ed efficace supporto alle scelte strategiche di Eni.
Il costante dialogo con le organizzazioni sindacali ha reso possibile la chiusura di significativi accordi di riorganizzazione nell'ambito della Divisione Gas & Power e della Divisione Refining & Marketing, il riconoscimento di un pacchetto di interventi in materia di previdenza complementare (possibilità per i neo-assunti di iscriversi al Fondo senza attendere il termine del periodo di prova), di attività sociali (incremento del contributo aziendale al FASEN) e di formazione professionale (avvio degli interventi formativi finanziati da Fondimpresa), nonché la positiva conclusione dell'*iter* che ha consentito il collocamento in mobilità lunga di 419 dipendenti del Gruppo.

Nel corso dell'anno, per tramite delle associazioni datoriali competenti, sono stati sottoscritti gli accordi di rinnovo della parte economica del CCNL Energia e Petrolio e del CCNL Industria Chimica.
A livello di settore Energia e Petrolio è stato poi siglato un accordo per la costituzione di un fondo unico di assistenza sanitaria integrativa.
A livello internazionale, è proseguito il consueto dialogo con le rappresentanze sindacali ed è stata sottoscritta la proroga dell'accordo costitutivo del Comitato Aziendale Europeo dei Lavoratori del Gruppo Eni.

Salute

Eni persegue l'impegno di garantire la tutela della salute delle proprie persone, delle comunità che vivono in prossimità dei suoi impianti e di tutti coloro che entrano in contatto in diversi momenti con le proprie attività.
Le attività a tutela della salute mirano al continuo miglioramento delle condizioni di lavoro e si sviluppano attraverso:

- il processo di miglioramento continuo dell'efficienza e affidabilità degli impianti;
- l'adozione di *best practice* e la gestione operativa ispirata a criteri avanzati di salvaguardia della salute e dell'ambiente, sia esterno che interno all'attività industriale;
- la ricerca e l'innovazione tecnologica, con specifico

riferimento ai temi riguardanti la salute, l'esposizione dei lavoratori e i rischi lavorativi;
- i risultati delle attività di *audit* di miglioramento continuo;
- la definizione e il periodico monitoraggio degli Indicatori Guida e delle aree di analisi e di intervento;
- il periodico *reporting* sullo stato di salute e sulle esposizioni ai fattori di rischio;
- i programmi di certificazione dei Sistemi di Gestione per i siti produttivi e unità operative;
- il coinvolgimento a tutti i livelli del personale;
- la definizione e sviluppo di programmi relativi ai temi di Sostenibilità.

Sono proseguite nel corso del 2007 le attività avviate nel 2006 e altre di nuova iniziativa. In particolare sono state realizzate le seguenti attività:
- mappatura e razionalizzazione dei medici competenti e non, che operano per Eni in Italia e all'estero, dei paramedici e dei contratti che le Divisioni e Società hanno stipulato in ambito sanitario con università e istituzioni, con l'obiettivo di rendere più efficiente il sistema e incrementare il livello di servizio;
- definizione di uno *standard* contrattuale da utilizzare nei nuovi contratti con medici o nel rinnovo degli esistenti;
- stesura della procedura di gestione delle problematiche relative all'HIV nei luoghi di lavoro;
- messa a punto di una procedura per la gestione delle conseguenze, sui luoghi di lavoro, derivanti da una eventuale pandemia influenzale, con particolare riguardo al controllo della trasmissione del contagio e alla salvaguardia della continuità del *business*;
- messa a punto della normativa e attività di promozione della salute e di supporto medico sanitario; a tal fine è stato attivato, a dicembre, il sito Promozione della Salute all'interno dell'Intranet aziendale MyEni;
- avvio del progetto *Health card* e apertura dell'ambulatorio dotato di figure specialistiche su una sede pilota (Roma) e supporto all'apertura della nuova sede di Roma della Lega per la Lotta ai Tumori, nell'ambito del progetto di Diagnosi Precoce;
- sviluppo del programma di telemedicina con l'attivazione della postazione di Gela;
- supporto al FASEN per la realizzazione del progetto di determinazione individuale del rischio cardiaco.

Nella definizione delle scelte, la "prevenzione dei rischi" è considerata un elemento prioritario ed è attuata in tutte le attività operative, attraverso lo sviluppo di un sistema di gestione integrato HSE.
Nel 2007 il sistema di gestione della salute è stato ulteriormente esteso ai Paesi in cui l'azienda è presente, proseguendo inoltre il processo di certificazione del sistema da parte di enti esterni accreditati (28 sistemi certificati). Particolare attenzione è dedicata non solo alla implementazione di *standard* di prevenzione per i rischi strettamente lavorativi – fra cui quelli chimici, fisici e biologici – ma anche per quelli legati a specifici contesti locali – climatici, infettivi, alimentari – che vengono costantemente aggiornati ed attuati attraverso lo sviluppo di ricerche specifiche, la realizzazione di nuovi progetti socio-sanitari e gli *Health Impact Assessment* (32 HIA). Eni si è dotata di un'organizzazione di 296 strutture sanitarie aziendali situate nelle principali aree operative, di cui 203 all'estero gestite da personale espatriato e locale, e un insieme di accordi internazionali con le migliori strutture locali e centri medici internazionali consente di garantire un servizio efficiente e risposte tempestive alle emergenze.

Sicurezza

Eni ha sempre dedicato un grande impegno alle tematiche inerenti la sicurezza dei lavoratori, delle popolazioni limitrofe agli insediamenti e dei propri *asset* produttivi, basando la propria strategia su:
- la diffusione della cultura della sicurezza all'interno dell'organizzazione;
- una politica comune, procedure operative specifiche dedicate e adeguati sistemi di gestione in linea con i migliori *standard* internazionali;
- il controllo, la prevenzione e la protezione dall'esposizione al rischio;
- la minimizzazione dell'esposizione ai rischi in ogni attività produttiva.

Nella Linea Guida Eni del 2004 sulla valutazione e mitigazione dei rischi, emessa da HSE Corporate e, con maggiore dettaglio, nella istruzione "Indirizzi e orientamenti Eni per la Gestione del Rischio HSE", emessa nel gennaio 2008, sono indicate le metodiche per l'individuazione dei pericoli, la valutazione e la mitigazione dei rischi associati agli impianti, ai processi, alle modalità di trasporto, agli ambienti di lavoro, alle sostanze chimiche e ai preparati utilizzati, prodotti e venduti.
Questo processo prevede le seguenti fasi:
- identificazione di tutte le esposizioni a eventuali pericoli connessi ai processi, ai prodotti e alle operazioni svolte;
- valutazione del rischio rispetto alla gravità e alla frequenza dell'evento;
- identificazione di azioni di prevenzione, ove possibile, e mitigazione del rischio residuo;
- investigazione e analisi degli incidenti al fine di trarre insegnamenti e accrescere la capacità di prevenzione;

- sviluppo di piani per la minimizzazione del rischio basati su investimenti tecnologici, implementazione dei sistemi di gestione della sicurezza, addestramento e formazione del personale.

Nel 2007 sono state avviate numerose iniziative, di cui si segnalano le seguenti:

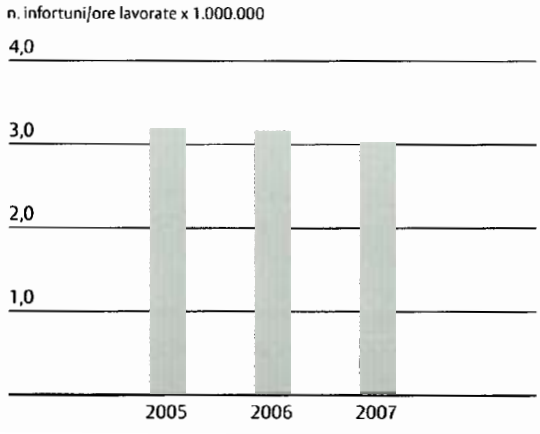
- l'attività di *audit* nelle unità di *business* per la verifica della completezza e della funzionalità dei sistemi di gestione HSE e *audit* specifici su elementi di rischio caratteristici di alcuni settori operativi;
- il coinvolgimento di risorse della sicurezza a vari livelli e di personale delle linee operative, in una rete di relazioni tra i promotori della cultura della sicurezza all'interno dell'organizzazione (*network SAFELLOWS*);
- l'inserimento di un modulo dedicato al monitoraggio e alla gestione dei dati georeferenziati in area mediterranea di supporto alla gestione delle emergenze rilevanti;
- il sistema agevola la valutazione e l'organizzazione degli interventi di risposta da porre in atto in caso di emergenze marine (progetto MEDSTAR);
- lo sviluppo della metodologia innovativa "Simulazione HSE di processo", che rende visibili in anticipo i problemi legati all'HSE ai gestori di nuovi progetti (che potrebbero causare ritardi nell'ottenimento di permessi, modifiche del progetto in corso d'opera, ecc.);
- l'applicazione del "Sistema degli indicatori guida (*Leading indicator*) di Area HSE", per il monitoraggio dei parametri relativi alla sicurezza, nonché agli aspetti ambientali e della salute;
- la promozione di corsi di formazione su temi specifici;
- l'attivazione di gruppi di lavoro interfunzionali per la condivisione delle conoscenze e la valutazione di *standard* tecnico/strumentali avanzati da adottare nel controllo e monitoraggio dell'ambiente di lavoro, nella prevenzione e nella protezione dei lavoratori;
- il completamento della linea guida tecnica per la sicurezza nelle nuove attività di frontiera (*extreme working condition*) e della nuova procedura relativa alla gestione delle emergenze.

La collaborazione tra le unità di *business*, le funzioni HSE e la funzione legale della Corporate Eni ha consentito di redigere i primi documenti per l'applicazione del D.Lgs. 123/07 (Documento Unico di valutazione dei rischi da interferenze e *standard* contrattuali).

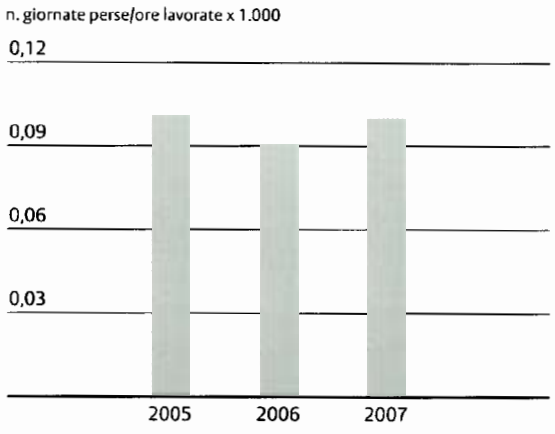
È in fase di realizzazione la Banca dati incidenti e infortuni che, dal 2008, consentirà l'accesso alle informazioni per gli utenti abilitati, con notevole risparmio di tempo e fornirà la possibilità di sviluppare le *lesson learned*, soprattutto per quanto riguarda i *near miss*. Nel 2008 dovrebbe essere anche realizzata la Banca dati normativa disponibile a livello Eni, che raccoglierà la normativa nazionale ed internazionale, le norme UNI, CEI, ecc, e le principali banche dati in tema HSE.

Nel 2007 l'indice di frequenza è stato pari a 3,01 con una riduzione del 5%; quello di gravità è stato pari a 0,10 (con gli infortuni in itinere), in linea con i valori degli anni precedenti.

Indice di frequenza infortuni totali di Eni



Indice di gravità infortuni totali di Eni



LA RESPONSABILITÀ AMBIENTALE

Scenario di riferimento

Le compagnie petrolifere svolgono attività con potenziale impatto sul territorio e sull'ambiente, pertanto sono fortemente esposte all'attenzione della pubblica opinione e degli *stakeholder*. Ciò impone di operare nel rispetto delle normative e migliori pratiche sia nazionali che internazionali e soprattutto conformi alle logiche della prevenzione del rischio e della riduzione e minimizzazione degli impatti ambientali.

L'azione sostenibile di una compagnia petrolifera si misura anche nell'impegno profuso allo sviluppo e attuazione di programmi e azioni sui temi di maggiore criticità ambientale, in relazione ai differenti contesti territoriali in cui si opera.

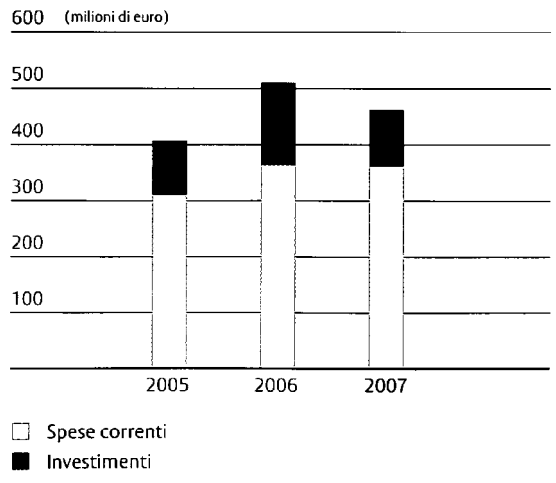
Eni si propone come azienda attenta ai temi della Sostenibilità ambientale e ha sviluppato programmi di azione rivolti alla mitigazione del cambiamento climatico, all'uso sostenibile delle risorse naturali e alla conservazione della biodiversità.

Una completa informativa sulla riduzione dell'impronta ambientale e sulla tutela della biodiversità è presente nel sito *web* **www.eni.it** "Sezione Sostenibilità" e nel Bilancio di Sostenibilità.

Gestione ambientale

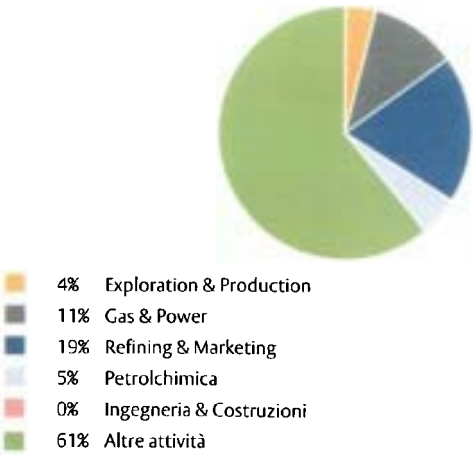
Nel corso del 2007 il sistema di gestione HSE è stato ulteriormente migliorato. È stata posta una maggiore attenzione alla pianificazione e attuazione dei sistemi di controllo periodico – *audit* tecnici e di conformità – e alla definizione degli obiettivi quadriennali in tema HSE da parte delle unità di *business*. Il processo di pianificazione

Spesa per la tutela del suolo



Spesa per la tutela del suolo 2007

461 milioni di euro



e analisi dei piani quadriennali HSE ha portato alla definizione di obiettivi di miglioramento rispetto alle principali *performance* ambientali, che le unità di *business* hanno recepito e stanno conseguendo con progetti mirati e innovativi.

Uso razionale delle risorse naturali

Per la riduzione degli impatti sul territorio sono state consolidate attività di sviluppo e applicazione di tecnologie per la riduzione dei consumi di acque dolci, investendo nel trattamento e riciclo delle acque utilizzate nei processi industriali.

È stato ulteriormente ridotto il quantitativo di rifiuti da attività produttive mentre continua ad aumentare quello da attività di bonifica, proporzionalmente all'aumento delle aree in bonifica. Piani di miglioramento sono in corso per la riduzione del conferimento in discarica e lo sviluppo di altre forme di trattamento e smaltimento. Continua l'impegno di Eni in tema di bonifiche e ripristino ambientale; sono stati portati a completamento la maggior parte degli interventi di messa in sicurezza di emergenza, soprattutto la costruzione di barriere idrauliche, sia in siti dismessi che ancora operativi, necessari prima degli interventi di bonifica.

Il controllo delle emissioni in atmosfera e in tutti gli altri comparti ambientali, suolo e scarichi idrici, è un processo particolarmente seguito in virtù dell'attuazione dei piani di miglioramento e di adeguati piani di monitoraggio, richiesti per il conseguimento delle Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA) a cui tutti gli impianti produttivi con capacità installata superiore ai 50 MW sono soggetti.

Nella maggior parte dei siti produttivi – raffinerie, petrolchimici e centri olio – si stanno predisponendo sistemi di monitoraggio e controllo delle perdite di metano e delle emissioni di composti organici volatili, al fine di ridurre le emissioni in atmosfera (*smog* fotochimico, cambiamento climatico).

In tema di gestione ambientale integrata è partita la realizzazione di un sistema unico di monitoraggio e raccolta dei dati ambientali che vede coinvolte tutte le unità di *business*. Il sistema sarà operativo a fine 2008 e sarà utilizzato per assolvere alle esigenze di *reporting* ambientale interne ed esterne a Eni.

Oil Spill

Le attività di produzione, movimentazione e trasporto dei prodotti petroliferi possono comportare sversamenti di prodotto di diversa entità. Eni, al fine di tutelare le aree nelle quali opera, ha definito responsabilità e modalità operative per ridurre l'impatto negativo sull'ambiente derivante dagli *oil spill*; gli strumenti operativi prevedono la collaborazione con società esterne e/o organizzazioni internazionali specializzate.

Nel 2007 sono avvenuti 368 *oil spill* per un totale di 9.336 barili di olio sversato.

Biodiversità

Eni considera la biodiversità come elemento integrante di sviluppo sostenibile ed è impegnata nella valutazione e riduzione dei potenziali impatti delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Questi impegni si concretizzano nel supporto di progetti di conservazione, realizzati sia in ambiente terrestre che marino, nella valutazione dell'impatto delle attività nei differenti ecosistemi terrestri e nell'organizzazione di iniziative volte a innalzare l'attenzione sul tema biodiversità. In particolare, i progetti in corso interessano siti *onshore* e *offshore* (Val d'Agri in Italia, Ecuador, Mar Mediterraneo, Mar Artico e Kazakhstan).

IL FUTURO DELL'ENERGIA E L'INNOVAZIONE

Le sfide future dell'energia

Gli idrocarburi saranno ancora per molti decenni la fonte energetica più importante per il sistema economico mondiale, in ragione della loro disponibilità, flessibilità ed economicità d'impiego. Nel periodo considerato e con le tecnologie attuali, le fonti rinnovabili potranno contribuire solo marginalmente al fabbisogno globale di energia, a causa degli elevati costi e del limite "volumetrico". In tale scenario, il tema della dipendenza energetica dalle importazioni di idrocarburi sarà sempre più sentito a livello mondiale, in particolare nei Paesi/aree energivori con produzioni interne calanti o in quelli con forte crescita economica.

Dal punto di vista delle società petrolifere internazionali, lo scenario energetico globale presenta una complessità crescente dovuta non già al paventato esaurimento delle risorse petrolifere – secondo le stime più recenti, queste sono ancora molto abbondanti e sufficienti a mantenere gli attuali consumi per circa 100 anni – bensì all'inasprimento della competizione per l'accesso alle riserve, al peggioramento delle condizioni contrattuali e fiscali, alla crescita dei costi e alla carenza di risorse tecniche e umane. Infatti, le reali possibilità per le compagnie petrolifere internazionali di accedere al vasto potenziale minerario mondiale si sono costantemente ridotte a partire dalla Seconda Guerra Mondiale, attraverso un processo di riappropriazione delle risorse da parte dei paesi produttori. Tale processo – che nel tempo non è mai sostanzialmente regredito – ha subito un'ulteriore fase di accelerazione nel corso degli ultimi anni, anche a causa degli elevati prezzi del greggio. Oltre alle difficoltà di accesso alle risorse d'idrocarburi "facili", le compagnie internazionali devono fronteggiare la maturità produttiva delle aree tradizionali. L'insieme di tali fattori sta spingendo le compagnie internazionali verso aree di frontiera (es. acque profonde, zone artiche o lontane dai mercati) che richiedono progetti con elevato contenuto tecnologico e notevoli impegni finanziari. Infine, la salvaguardia dell'ambiente (locale e globale) e, più in generale, il tema della Sostenibilità sono componenti irrinunciabili di un modello di sviluppo di lungo termine e rendono ancora più delicato il contesto di riferimento dell'industria energetica.

Pertanto, soddisfare la crescente domanda di energia, mitigando allo stesso tempo l'impatto sull'ambiente che ne deriva, è la sfida più importante che il settore energetico deve affrontare. Eni intende intervenire massimizzando l'impegno nell'innovazione tecnologica e nell'efficienza energetica, che impattano indirettamente anche sulla sicurezza degli approvvigionamenti. Il raggiungimento di significative discontinuità tecnologiche e un utilizzo più razionale e consapevole delle risorse sono, infatti, leve fondamentali per ampliare la disponibilità di idrocarburi, rendere competitive le fonti rinnovabili e competere sulle tematiche ambientali. In particolare, una completa informativa sulle attività di innovazione tecnologica Eni è presente nel sito *web* **www.eni.it** "Sezione innovazione e tecnologia" e nel Bilancio di Sostenibilità.

Un nuovo approccio nell'accesso alle riserve

A fronte del contesto descritto, per accelerare lo sviluppo di nuove risorse minerarie, l'approccio delle compagnie petrolifere internazionali ai Paesi produttori deve muoversi verso nuove forme di collaborazione disegnate sulle esigenze dei Paesi ospiti – che includono lo sviluppo sociale ed economico, la valorizzazione delle risorse energetiche e l'attenzione alle istanze ambientali. È necessario che le compagnie internazionali siano in

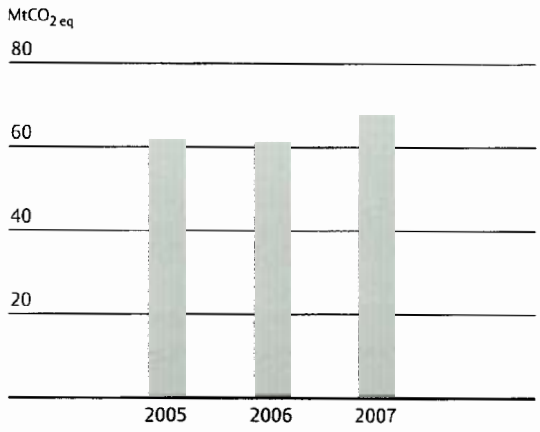
grado di proporre e successivamente gestire progetti integrati (*upstream*, *midstream* e *downstream*) che comprendano non solo lo sviluppo delle fonti fossili, ma anche la promozione e la valorizzazione di risorse energetiche rinnovabili. Verso tali indirizzi si muove la strategia di Eni che da sempre coltiva relazioni distintive con i paesi produttori di idrocarburi, ponendo l'attenzione anche alla quota di lavoro locale, alle iniziative di *training* e di *scholarship*, alla domanda di risorse idriche. In tale contesto, la capacità di sviluppare, gestire e integrare tecnologie d'avanguardia in progetti innovativi svolge un ruolo essenziale per l'attuazione delle strategie Eni nel medio e nel lungo termine.

Cambiamenti climatici

Per ridurre le emissioni di gas serra di Eni sono stati predisposti piani di riduzione del *gas flaring*, piani di risparmio energetico volti all'aumento dell'efficienza e iniziative progettuali finalizzate alla ricerca e sviluppo di tecnologie finalizzate al contenimento delle emissioni di CO_2.
In particolare l'impegno di Eni si indirizza verso:

- l'aumento dell'efficienza in tutta la filiera energetica: dalle attività di produzione (inclusa la riduzione del *gas flaring/venting*), al trasporto e conversione dell'energia, agli usi finali;
- lo sviluppo di tecnologie di sfruttamento più efficiente delle fonti energetiche rinnovabili (es. solare, biocarburanti);
- i processi di cattura e confinamento geologico della CO_2 (considerati tecnicamente fattibili, ma la cui efficacia, economicità e sicurezza nel lungo termine sono ancora soggette a sperimentazione);
- la biofissazione della CO_2.

Eni - emissioni di gas serra



Nel 2007 le emissioni totali di gas serra, espresse in tonnellate di CO_{2eq} e comprensive delle emissioni di CO_2 da combustione e da processo, delle emissioni di metano (convertite in CO_2 utilizzando il *Global Warming Potential* pari a 21) e delle emissioni da *flaring* e *venting*, sono in aumento del 10,2 % rispetto ai livelli 2006.
L'incremento più significativo si è registrato per il settore E&P ed è dovuto alle maggiori emissioni di CO_{2eq} da *flaring* (in aumento del 30%) dovute alle acquisizioni di *asset* in Congo e Russia.

Lo sviluppo delle attività *upstream* e del gas naturale

Una delle opzioni più interessanti per l'industria petrolifera è rappresentata dal pieno utilizzo delle risorse minerarie già individuate. In tal senso, Eni è impegnata in primo luogo nello sviluppo e nel miglioramento delle tecnologie *upstream*, finalizzate all'ottimizzazione dell'esplorazione e della coltivazione dei giacimenti – anche in condizioni di geologia complessa – all'implementazione di processi di recupero assistito, nonché all'introduzione di tecniche di monitoraggio in tempo reale della produzione. Le tecnologie di recupero avanzato (*Enhanced Oil & Gas Recovery*) possono rappresentare anche una leva per l'accesso alle risorse non convenzionali (*extra heavy oil* e bitumi, *tar sand*, *tight gas* e *coal bed methane*).
Lo sviluppo del settore del gas naturale e il potenziamento delle relative infrastrutture di trasporto rappresenta un'opzione significativa in relazione alle criticità ambientali e di approvvigionamento evidenziate. L'utilizzo del gas naturale nella generazione di energia elettrica, infatti, è una soluzione più efficiente e meno inquinante delle altre fonti fossili. Eni si differenzia dalle altre società petrolifere per la presenza nel suo portafoglio di un forte nucleo di attività e di competenze – tecniche e commerciali – nel *midstream* e nel *downstream* gas, che attualmente si traducono sia in una solida presenza ed esperienza nel trasporto via gasdotto e nella distribuzione, sia nella *leadership* di vendita sui mercati europei.
In tale ottica, un'opzione importante è rappresentata dalla valorizzazione delle abbondanti risorse di *gas stranded* – circa metà delle riserve provate a livello mondiale – situate in aree lontane dai mercati finali, in bacini *deep* e ultra *deep water*, in formazioni geologiche complesse o in giacimenti di ridotte dimensioni. Oltre alle difficoltà estrattive, la dispersione geografica e la lontananza di queste risorse dai mercati di consumo hanno finora limitato in maniera determinante il loro sfruttamento.

L'innovazione tecnologica

L'innovazione tecnologica rappresenta per Eni il principale strumento per affrontare le sfide dell'ambiente e del clima, per superare i limiti nella valorizzazione di risorse di idrocarburi, ampie ma di difficile accesso, per instaurare e consolidare alleanze con i Paesi che detengono le risorse, per dare impulso a significativi sviluppi nelle fonti rinnovabili.

Nel 2007 Eni ha portato a regime la nuova struttura delle attività di ricerca scientifica e tecnologica e lanciato l'Eni Award, il premio istituito per sostenere, promuovere e premiare a livello internazionale la ricerca scientifica d'avanguardia e le sue applicazioni innovative nel campo dell'energia sostenibile. Eni Award è costituito da tre tipi di riconoscimenti per: Scienza e Tecnologia, Ricerca e Ambiente, Debutto nella Ricerca. I premi sono stati assegnati per la prima volta nel mese di febbraio 2008.

Il programma "*Along With Petroleum*", per l'innovazione nel campo delle energie rinnovabili, alternative e dei sistemi per l'efficienza energetica, con una dotazione di 120 milioni di euro per il quadriennio 2008-2011, nel 2007 ha finanziato progetti nel campo del solare fotovoltaico innovativo (per 12 milioni di euro) e dei biocarburanti (per 7 milioni di euro).

Nel 2007 l'investimento complessivo in Ricerca e Sviluppo è stato di oltre 208 milioni di euro (220 nel 2006), di cui il 47% nel settore Exploration & Production, il 32% nel settore Refining & Marketing, il 14% nel settore Petrolchimica e il 7% nel settore Ingegneria & Costruzioni.

Il personale impegnato nell'attività di R&S al 31 dicembre 2007 è di 1.082 unità.

Nel 2007 sono state depositate 69 (39 nel 2006) domande di brevetto.

Principali azioni di innovazione tecnologica

Exploration & Production

Nel Settore E&P la ricerca si è concentrata sull'elaborazione di tecniche numeriche di calcolo geofisico ad alta risoluzione, simulazione geologica e di giacimento, prospezione sismica in ambienti artici.

In particolare è proseguito lo sviluppo della tecnologia sismica proprietaria *3D Prestack Depth Migration Kirchhoff True Amplitude High Resolution (KTA Hi Res)* finalizzata a superare gli attuali limiti di risoluzione nella costruzione dell'immagine sismica del sottosuolo e a ridurre, di conseguenza, il rischio esplorativo e minerario. È stata completata la prima fase di sviluppo della tecnologia di tomografia sismica (X-DVA), si è proceduto a dimostrazioni di utilizzo della tecnologia proprietaria per la prospezione di aree caratterizzate da scarso responso sismico CRS (*3D Common Reflection Surface Stack*).

Sono proseguite le attività di implementazione di tecnologie per la simulazione del comportamento dei fluidi in giacimento, e si è conclusa la prima fase del progetto finalizzato alla raccolta di rilievi sismici in zone artiche, direttamente sulla banchisa in mare aperto, "*On Ice Seismic*".

Nell'ambito del progetto "*Eni's Drilling Advanced Technologies*", finalizzato allo sviluppo e all'integrazione di tecnologie "avanzate" di perforazione dei pozzi petroliferi, è iniziata la fase di applicazione in campo in Egitto e in Italia di alcune tecnologie proprietarie Eni. L'applicazione della tecnologia *Extreme Lean Profile* (pozzi a diametrie ridotte) consente di raggiungere maggiori profondità e/o di perforare solo l'ultimo tratto del pozzo con diametrie maggiori.

Le tecnologie *Eni-Circulation Device* (E-CD) e "*Secure Drilling*" sono state applicate con successo in pozzi ad alta pressione e temperatura nell'*offshore* egiziano e in Italia, grazie al miglioramento della sicurezza nelle operazioni di perforazione.

Un nuovo metodo di "*well testing* non convenzionale" – basato sull'iniezione in pozzo di fluidi compatibili con quelli di giacimento – è stato sviluppato e testato in un pozzo per la delimitazione del campo Goliath in Norvegia. Questa metodologia evita l'emissione di prodotti di combustione e di idrocarburi in atmosfera riducendo così i rischi ambientali e di sicurezza correlati ai test convenzionali. Ciò risulta particolarmente utile nei giacimenti in cui al gas estratto è associato acido solfidrico (H_2S), ad esempio Kashagan, Karachaganak e Val d'Agri.

Si è completato il progetto esecutivo per la realizzazione dell'impianto pilota di stoccaggio dello zolfo su scala dimostrativa, prevista con inizio nel 2008, basato su una tecnologia proprietaria Eni. Per le nuove tecnologie di addolcimento del gas naturale si è completato lo studio di fattibilità e si è individuato il sito Eni dove realizzare l'impianto pilota.

Nel progetto *Gas to Liquids* (GTL) In collaborazione con *IFP/Axens*, sono stati completati i test sulle prestazioni catalitiche e sulla stabilità meccanica del catalizzatore per la sintesi *Fischer-Tropsch* (FT). Il catalizzatore sarà prodotto presso il sito Axens di Salindres (Fr) nella prima parte dell'anno 2008 e impiegato nella campagna di prove sul pilota GTL di Sannazzaro (SNZ) nel corso del 2008.

In relazione al processo di conversione di greggi pesanti e "frazioni" in prodotti leggeri, sono proseguiti i test sperimentali sull'impianto dimostrativo presso la Raffineria di Taranto della tecnologia proprietaria EST (*Eni Slurry Technology*). Le valutazioni tecnico-economiche e

ambientali effettuate mostrano che la tecnologia EST presenta vantaggi competitivi rispetto alle tecnologie di conversione disponibili sul mercato per applicazioni sia nell'*upstream*, per l'*upgrading* di greggi non convenzionali, sia nel *downstream*, per la conversione di residui pesanti di distillazione e da *visbreaking*. Nel corso del 2007 sono state depositate cinque domande di brevetto.

Nell'ambito del Progetto *SCT-CPO (Short Contact Time - Catalytic Partial Oxidation)*, finalizzato allo sviluppo di una tecnologia di *reforming*, denominata *SCT-CPO (Short Contact Time – Catalytic Partial Oxidation)*, flessibile rispetto alla capacità produttiva e alla carica idrocarburica, per aumentare in modo economico la disponibilità di idrogeno per le operazioni di raffineria e di "*oil upgrading*", l'attività in corso punta alla validazione della tecnologia sul pilota realizzato presso il Centro Ricerche di Milazzo in vista di una prima realizzazione industriale in una raffineria del circuito Eni. Nel corso del 2007 sono state depositate due domande di brevetto.

È proseguito il Programma Integrato di Ricerca "GHG" per verificare la fattibilità della sequestrazione geologica di CO_2 in giacimenti depleti e in acquiferi salini. È stato costituito il *team* di progetto per lo sviluppo dell'impianto pilota in un giacimento a gas depleto, che dovrà realizzare gli impianti di superficie e un pozzo iniettore di CO_2 in un sito produttivo.

Gas & Power

Nel settore G&P è proseguito l'impegno Eni sul Progetto Trasporto gas ad Alta Pressione (TAP). Il progetto TAP, concluso nel 2007, ha fornito informazioni sulla fattibilità tecnico-economica di una soluzione tecnologica *Long Distance-High Capacity-High Pressure-High Grade* che si caratterizza per:

- possibilità di trasporto su distanze superiori ai 3.000 chilometri;
- volumi di gas trasportabili di 20-30 miliardi di m^3/anno;
- pressione di esercizio dell'ordine dei 150 bar;
- impiego di acciai ad alto grado di resistenza.

Questa soluzione consente di rendere economicamente sfruttabili i giacimenti remoti riducendo gli investimenti e i volumi di gas utilizzati nelle stazioni di compressione. Nel 2007 si è conclusa l'attività sperimentale sulle linee pilota in acciaio X100 realizzate presso il Poligono Militare sperimentale di Perdasdefogu.

Per il 2008-2011 è in fase di definizione un programma integrato di progetti per nuove soluzioni tecnologiche da utilizzare per la progettazione di linee di trasporto gas in ambienti non convenzionali con Progetti Trasporto Pressione Intermedia (TPI) in contesti tradizionali e Progetti Trasporto Alta Pressione in contesti estremi, caratterizzati da condizioni ambientali e geomorfologiche non *standard*.

Il progetto Monitoraggio Avanzato dei Sistemi di Trasporto gas (MAST) si propone di sviluppare tecnologie avanzate di monitoraggio e di verificarne la fruibilità in fase di progettazione, l'installabilità in fase di costruzione e l'affidabilità nella fase di gestione, in modo da rendere disponibile un sistema integrato e automatico in grado di monitorare lo stato delle strutture.

Refining & Marketing

Nel settore R&M è proseguita l'attività volta al miglioramento dei carburanti della famiglia "Blu" (BluSuper e BluDiesel). Nel corso del 2007 è stato lanciato il BluDiesel Tech. In aggiunta alla capacità di mantenimento della pulizia del sistema di alimentazione "nuovo" (funzione *keep-clean*), il BluDiesel Tech è in grado di ripristinare le condizioni di pulizia anche in motori ad elevato chilometraggio (funzione *clean-up*). È inoltre caratterizzato da un bassissimo livello di zolfo (<10 ppm) che anticipa le specifiche di qualità in vigore dal 2009.

Per quanto riguarda le benzine sono allo studio soluzioni innovative mirate alle nuove tecnologie motoristiche a elevata *fuel-efficiency* (a ridotta cilindrata e sovralimentate). Nel corso del 2007, è stata depositata una domanda di brevetto.

In sinergia con i nuovi carburanti, il Sint 2000, prodotto *flagship* della linea lubrificanti Agip, è stato aggiornato per soddisfare le richieste prestazionali della più recente specifica API per il settore autovetture. Nel 2007, è stato inoltre sviluppato un nuovo lubrificante con spiccate caratteristiche di *Fuel Economy* ed elevata compatibilità con i sistemi di *after-treatment* basato su componenti proprietari innovativi. Il prodotto può essere considerato il capostipite di una filiera di oli motore in grado di rispondere alle esigenze di Sostenibilità ambientale determinate dall'introduzione delle future norme Euro 5 e successive. Nel corso del 2007 sono state depositate due domande di brevetto.

Green Diesel - Il progetto prevede la trasformazione di oli di origine biologica in diesel di altissima qualità attraverso l'impiego di una tecnologia di conversione idrogenante, messa a punto da Eni e UOP (denominata EcofiningTM). Il processo produce un componente per gasoli diesel (Green Diesel) di qualità nettamente superiore a quella del biodiesel convenzionale ottenuto per transesterificazione dell'olio vegetale (*FAME - Fatty Acid Methyl Ester*). La strategia di sviluppo prevede il passaggio diretto alla scala industriale. Nel 2007 è stato sviluppato il *Basic Design Package* per un'unità industriale della capacità di 250.000 tonnellate/anno di Green Diesel da olio di soia e/o palma e depositata una domanda di brevetto.

LCO Upgrading - coerentemente con l'obiettivo di *business* di adeguare le produzioni all'evoluzione della domanda attesa di prodotti petroliferi (crescita gasolio vs. riduzione benzine, contrazione olio combustibile), il progetto punta allo sviluppo sino alla scala industriale di un processo per convertire selettivamente gasolio altamente aromatico da *cracking* catalitico (*Light Cycle Oil - LCO*) in un componente diesel a bassa densità, basso contenuto di idrocarburi poliaromatici (PAH) e numero di cetano medio-alto, consumando meno idrogeno rispetto ad un processo convenzionale di dearomatizzazione. Attualmente sono in corso lo *scale-up* del catalizzatore e lo studio tecnico-economico di fattibilità.

Il progetto *Biofissazione della CO_2 con Microalghe* punta a verificare sino alla scala dimostrativa la fattibilità tecnico-economica di processi di biofissazione della CO_2 prodotta dalle raffinerie mediante l'impiego di microalghe in grado di assimilare la CO_2 e contemporaneamente depurare le acque reflue producendo biomassa, potenzialmente convertibile in biodiesel e/o in altri vettori energetici. Gran parte delle attività sperimentali sono svolte presso la Raffineria di Gela, dove dal 2007 è in marcia un impianto pilota di piccola scala costituito da fotobioreattori e vasche aperte. Nel 2008 sarà realizzato un pilota da un ettaro nel 2008 e un dimostrativo "*full scale*" da dieci ettari nel caso siano conseguiti i risultati tecnici programmati. Nel corso del 2007 sono state depositate due domande di brevetto.

La tecnologia *Ensolvex*, messa a punto e brevettata da Eni, verrà applicata nel 2008 attraverso la realizzazione di un impianto da 4 t/h all'interno della Raffineria di Gela per la decontaminazione del suolo fino ai limiti imposti dal DM 471/99.

Il processo *En-Z-Lite* rimuove sostanze organiche dall'acqua per assorbimento su zeoliti sintetiche idrofobiche, che possono costituire o l'elemento reattivo di una *Permeable Reactive Barrier* (PRB*), in situ, o il riempimento di un filtro in un trattamento fuori terra (*pump & treat, on site*). Nel 2007 è stato depositato il brevetto relativo alla rigenerazione termica delle zeoliti sintetiche idrofobiche. Nella Raffineria di Taranto è in funzione una PRB pilota per la bonifica in situ della falda contenente MTBE, idrocarburi e arsenico. Nel 2008 sarà sviluppata la progettazione di una *PRB full scale* e la valutazione economica dell'iniziativa. Il processo En-Z-Lite si è dimostrato l'unico trattamento in grado di rispettare i più rigorosi livelli di MTBE prescritti.

Processo per la riduzione dei fanghi biologici industriali: il processo di idrolisi e digestione anaerobica messo a punto e brevettato da Eni consente una forte riduzione del volume di fanghi biologici di origine industriale da smaltire (> 75%) e una potenziale valorizzazione del residuo (*compost*). Una sperimentazione pilota è stata eseguita presso la Raffineria di Gela ed è stata effettuata la fattibilità tecnica economica propedeutica alla realizzazione di un impianto *full scale* da circa 800 t/anno di secco presso la Raffineria stessa.

Corporate

Durante il 2007 nell'ambito del programma "*Along with Petroleum*" sono stati avviati sei progetti di ricerca sull'energia solare e sulla produzione di biofuel presso il Centro Ricerche di Novara e con la collaborazione di altri centri di ricerca Eni (San Donato Milanese e Monterotondo). È stato inoltre avviato uno studio di valutazione di tecnologie solari a concentrazione per realizzare impianti ibridi centrale turbogas – centrale solare – impianto di dissalazione. Sono poi state avviate collaborazioni con università italiane ed estere (Politecnico di Milano, di Torino, Università di Milano, Università di Ferrara) e con Centri di Ricerca italiani (istituti CNR di Bologna, Messina, Milano) ed esteri (anzitutto il *Massachusetts Institute of Technology, MIT*, per un'alleanza nella ricerca strategica sull'energia solare da avviare nel 2008). Altre sono in corso di formalizzazione.

In relazione alla ricerca sulle fonti rinnovabili, l'attività di ricerca sul solare organico ha l'obiettivo finale di ridurre i costi di investimento per gli impianti fotovoltaici. La ricerca punta quindi a identificare materiali, per esempio polimerici, adatti a sostituire i costosi semiconduttori impiegati tradizionalmente nelle celle solari.
È inoltre in corso una ricerca sulla fotoproduzione di idrogeno con l'obiettivo di mettere a punto un sistema per generarlo in modo rinnovabile dalla scissione dell'acqua, per effetto dell'energia solare.
Sono state acquisite apparecchiature di processo e di caratterizzazione e materiali per la realizzazione dei sistemi di fotoproduzione di idrogeno. È stata avviata la sperimentazione, con alcuni prototipi funzionanti.

In relazione ai materiali fotoattivi, si punta ad identificare materiali in grado di migliorare lo sfruttamento della luce solare da parte delle celle fotovoltaiche. Sono state avviate attività sia sperimentali, sia di modellazione.

Nel campo del solare a concentrazione – CSP, l'obiettivo è la progettazione di sistemi ibridi solare a concentrazione – centrale elettrica con turbina a gas (CCGT), che combinino il vantaggio dell'elevata insolazione con la disponibilità di gas naturale per produrre elettricità e anche acqua desalinizzata per uso industriale o agricolo.

Lo studio verterà sull'ipotesi di realizzazione di un impianto ibrido CCGT-solare-desalinizzazione sulla fascia costiera nordafricana, utilizzando tecnologia solare a parabola lineare.

Con riferimento alle biomasse per biocarburanti, la ricerca Eni ha l'obiettivo di sostituire le tradizionali colture con altre a elevata produttività non edibili o a base di microrganismi in grado di assorbire CO_2 e di produrre lipidi da trasformare in biodiesel.
Sono in corso attività di *screening* su differenti ceppi di microrganismi (batteri, lieviti e alghe) e di valutazione preliminare del flusso di processo biomassa-biodiesel. La ricerca si concentra sulla produzione di biocarburanti di elevata qualità senza sottoprodotti da smaltire, sia da idrogenazione di oli vegetali (*Ecofining*) sia da gassificazione o pirolisi di biomasse, anche di scarto, ad alto contenuto di cellulosa.
Sul tema della conversione della biomassa a prodotti liquidi è stata formalizzata la partecipazione di Eni al *network* europeo Chrisgas.

Settore petrolchimico
Nel settore petrolchimico (Polimeri Europa) è in corso un progetto di rinnovamento finiture per processi gomme. È stato consolidato il funzionamento del prototipo pilota in cui sono state apportate migliorie al processo per aumentarne l'affidabilità.

Sfruttando le tecnologie proprietarie di produzione sono stati sviluppati prototipi di nuovi polimeri. Le prime campionature sono state proposte ad alcuni tra i maggiori produttori di pneumatici europei allo scopo di valutarne le proprietà di applicazione, con particolare riferimento alla diminuzione della resistenza al rotolamento a parità di altre prestazioni.

Nuova gamma di LLDPE (polietilene a bassissima densità) da nuova catalisi per processi in alta temperatura
Nel corso del 2007 è stata ampliata la gamma dei prodotti in polietilene lineare a bassa densità (con comonomero ottene) con l'industrializzazione di due nuovi tipi, impiegando un processo catalitico a ridotto impatto ambientale.

Sono stati altresì sviluppati prodotti innovativi (polistirene espandibile - EPS) per isolamento in edilizia ottenuti da processo in massa continua.
Sono stati prodotti alcuni gradi di polimeri specificatamente disegnati per il settore dell'isolamento in edilizia e caratterizzati da un impiego significativamente ridotto dell'agente espandente. Ciò consente la riduzione sia delle emissioni in atmosfera durante le fasi di lavorazione sia un incremento della capacità isolante dei manufatti. Miglioramenti ai fini del risparmio energetico sono stati conseguiti anche nelle fasi di ottenimento del manufatto finale.

Sviluppo di polistirene espandibile (EPS) da processo in sospensione per specifici settori applicativi
È stata effettuata una produzione sperimentale di EPS ad aumentato peso molecolare presso gli impianti ungheresi. Le prove presso clienti hanno mostrato che questo prodotto consente di ridurre i consumi energetici (ridotta pressione di vapore) rispetto al prodotto *standard*.

IL TERRITORIO E LE COMUNITÀ

Eni rispetta i valori sociali, culturali, e le tradizioni e le aspirazioni economiche delle comunità presso le quali opera e si è dotata di strumenti per l'analisi degli interventi per la valutazione di potenziali *partnership*.

Le Politiche

Eni è impegnata a integrare il concetto di trasparenza nel proprio sistema di gestione nei Paesi in cui opera, attraverso l'adesione e la promozione dell'*Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)*. Al riguardo, in Nigeria la consociata NAOC pubblica i dati relativi a *royalties*, *profit taxes*, e *gas flarings fees* e a Timor Est Eni partecipa all'*EITI Multistakeholder Working Group*.

Inoltre, Eni è impegnata a fornire in maniera trasparente informazioni relative alle *royalties* che vengono versate alla Regione Basilicata e ai Comuni interessati dall'attività petrolifera, secondo quanto previsto dal Protocollo d'Intesa siglato tra Eni e la Regione.

A seguito dell'emanazione, nell'aprile 2007, delle Linee Guida Eni per la Tutela e Promozione dei Diritti Umani, Eni Australia ha sviluppato una *policy* specifica sugli "*Indigenous Peoples*". In Nigeria, la tutela dei Diritti Umani è considerata nell'ambito della *Security policy*.

Local Content

Massimizzare il *local content* è un altro dei fattori distintivi che caratterizzano la presenza Eni nelle realtà territoriali, attraverso l'acquisto di prodotti e servizi, l'assunzione di personale locale e lo sviluppo di programmi di *training* ad hoc. Sono state sviluppate iniziative in Pakistan, Kazakhstan, Nigeria, India, Tunisia ed Egitto. In particolare, in Pakistan, nel 2007 le attività di Eni e dei suoi contrattisti hanno offerto possibilità di impiego a oltre 200 persone, contribuendo all'economia locale con oltre 600.000 dollari di beni e servizi reperiti localmente.

Eni sta implementando il *Social Impact Assessment (SIA)* per la valutazione degli impatti che le attività operative possono generare sul territorio e le comunità per i progetti rilevanti. Nel 2007, si sono svolte attività in questo senso in Indonesia, Australia, India, Pakistan, Kazakhstan. Un altro strumento per valutare gli impatti delle attività sul territorio è l'*Health Impact Assessment (HIA)*, sviluppato nel 2007 in Congo e in Pakistan.

Il rapporto con gli *stakeholder* locali

Nel 2007 sono state sviluppate azioni di *community engagement* in Italia, Ecuador, Mali, Norvegia, Timor Est, Australia, Libia, Pakistan, Indonesia, Nigeria, Kazakhstan. In Val d'Agri è stata avviata la "Missione di Comunità" per dialogare con gli *stakeholder* locali e promuovere progetti di sviluppo sostenibile.

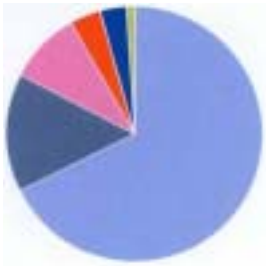
Le iniziative nei Paesi

Eni considera gli investimenti a favore delle comunità come parte integrante del rapporto con il territorio e della conduzione del *business* a livello locale. L'approccio a tali tematiche è pertanto basato su metodologie di analisi e implementazione proprie del *project management*.

Nel 2007 le spese per il territorio ammontano a 85,88 milioni di euro.

Spese per il territorio nel 2007

85,88 milioni di euro



67,6%	Investimenti progettuali
15%	Sponsorizzazioni
9,3%	Contributi a Eni Foundation
3,9%	Contributi a FEEM
3,1%	Investimenti di breve termine e liberalità
1,1%	Contributi associativi per settore di intervento

Sviluppo socio-economico e infrastrutture di base

Nel 2007 gli interventi hanno incluso la realizzazione di progetti finalizzati a fornire l'accesso all'energia (elettrica, gas) e alle risorse idriche e a potenziare la rete di comunicazione stradale in Nigeria, Ecuador, Pakistan, Indonesia. Nella Repubblica del Congo è proseguito il progetto per la reintroduzione della coltivazione del riso. In Pakistan, sono stati creati sistemi di micro-irrigazione per una gestione efficiente delle risorse idriche. In Pakistan, Nigeria, Australia, Indonesia ed Ecuador sono state realizzate iniziative di microcredito e di *personal financial management*. In Pakistan, sono stati concessi microcrediti a 1.175 famiglie per un totale di 10,2 milioni di rupie pakistane.

Istruzione e la formazione

Nel 2007 Eni si è impegnata su tre direttrici di intervento: istruzione di base, formazione e addestramento professionale. Sono state create e potenziate strutture scolastiche in Libia, Nigeria e Pakistan. Nell'ambito delle iniziative di addestramento professionale, in Australia è stato attivato un *Indigenous Training and Employment Program* che ha visto l'assunzione di 16 locali. In Nigeria, Eni ha lanciato il Progetto "*Nationalization*" per lo sviluppo di professionalità locali, ha realizzato un centro per formazione professionale di persone diversamente abili, e ha assegnato 1.797 borse di studio a studenti per un valore complessivo di circa 340.000 dollari USA. In Libia, è proseguito il Programma di formazione per giovani laureati libici che ha visto l'assunzione, nel corso del 2007, di 40 persone e la selezione di altre 20 che cominceranno la formazione all'inizio del 2008. In Pakistan, è stato creato un Centro per l'orientamento professionale femminile e un *Computer Training Center*. Infine, è proseguito il progetto EniScuola, avviato nel 2000 in collaborazione con la Fondazione Eni Enrico Mattei.

Salute

Eni sostiene progetti e programmi volti a migliorare le condizioni di salute e la qualità della vita delle popolazioni locali fornendo servizi sanitari primari, prevenzione, assistenza sanitaria e promuovendo competenze professionali. Nella Repubblica del Congo, è stato potenziato il Progetto Kento Muana finalizzato alla prevenzione della trasmissione madre-figlio del virus HIV, con un *target* previsto di 15.000 donne. Sono state inoltre potenziate strutture e servizi sanitari in Indonesia, in Libia e in Ecuador. In Nigeria, il progetto, promosso dall'UNICEF e finanziato da Eni, ha fornito servizi per la prevenzione della trasmissione del virus HIV da madre a figlio negli Stati di Rivers e Bayelsa. In Pakistan, sono stati resi operativi 3 *Community Health Centers* (*CHC*) periferici e un Centro per l'infanzia e la maternità.

La valorizzazione del patrimonio culturale e ambientale

Eni promuove azioni volte alla conservazione e alla promozione del patrimonio identitario, culturale – tangibile ed intangibile – e ambientale delle comunità locali. In Italia, Eni sostiene un progetto di restauro conservativo che riguarda la Basilica di San Pietro a Roma e due progetti volti alla tutela della biodiversità (in Val d'Agri e nel Mare Adriatico). In Libia, Eni è impegnata attraverso azioni di valorizzazione e tutela dei siti archeologici di Sabratha e Leptis Magna. In Australia, nell'ambito del *Blacktip Project*, Eni si è dotata del "*Cultural Heritage Management Plan*" volto a tutelare il patrimonio identitario locale, attraverso il quale è regolamentato l'accesso dei dipendenti e dei fornitori nei territori aborigeni. In Nigeria, è in corso il progetto "Giacinto d'Acqua" sulla valorizzazione delle biomasse. In Algeria, è stata firmata una Convenzione con la Fondazione Sonatrach Tassili per l'elettrificazione a energia solare di 4 pozzi d'acqua da realizzarsi nel 2008.

Le Sponsorizzazioni

In Italia, Eni partecipa come socio fondatore a 4 fondazioni musicali e sponsorizza l'organizzazione delle stagioni liriche e concertistiche di 4 teatri italiani, nonché i concerti del FAI e il Ravenna Festival. La promozione culturale è testimoniata anche dalla sponsorizzazione di MaratonArte, un'iniziativa del Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e il Dipartimento per il Turismo della Presidenza del Consiglio volta a raccogliere fondi per la tutela, la salvaguardia e il restauro dei beni culturali.

Le Fondazioni

La Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM) ha come scopo quello di contribuire all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia e lo sviluppo sostenibile. Nel 2007, la Fondazione ha sviluppato 69 progetti internazionali, di cui 35 finanziati dall'Unione Europea, per un valore totale di oltre 4 milioni di euro, e ha organizzato 66 seminari e convegni.

Eni Foundation ha l'obiettivo di promuovere e realizzare iniziative di solidarietà a sostegno delle persone più svantaggiate e vulnerabili, con particolare attenzione all'infanzia e alla terza età. Nella seconda metà del 2007 la Fondazione ha avviato un primo progetto nella Repubblica del Congo e ha in programma nel 2008 una analoga iniziativa in Angola.

GESTIONE DEI RISCHI DI IMPRESA

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle *commodity*; (ii) il rischio credito derivante dalla possibilità di *default* di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine; (iv) il rischio Paese nell'attività Oil & Gas; (v) il rischio *operation*; (vi) la possibile evoluzione del mercato italiano del gas; (vii) i rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi.

Nel corso dell'esercizio sono state emesse le nuove "Linee Guida Eni in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari" con l'obiettivo di realizzare un testo unitario dedicato alla trattazione organica e coordinata delle *policy* in materia di rischi finanziari, al fine di permettere una più agevole comunicazione, consultazione e manutenzione delle stesse. Le nuove "Linee Guida" tengono conto dei cambiamenti di struttura organizzativa intervenuti (incorporazione di Enifin dal 1° gennaio 2007, costituzione di Eni Trading & Shipping) e delle esigenze di integrazioni relative ad alcune tipologie di rischio.

Rischio mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse, o dei prezzi delle *commodity*, possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee Guida" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (la Direzione Finanza di Eni Corporate, Eni Coordination Center e Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "*Concentration Risk*") e, limitatamente alle attività in derivati su *commodity*, Eni Trading & Shipping. In particolare Eni ed Eni Coordination Center garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere del Gruppo, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei *surplus* finanziari; in Eni sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari del Gruppo, nonché la negoziazione dei certificati di *emission trading*. Il rischio di prezzo delle *commodity* è gestito dalle singole unità di *business* ed Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei derivati di copertura.

I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio *commodity*; non sono consentite operazioni in strumenti derivati aventi finalità speculative.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla fissazione di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di *Value at Risk* (*VaR*), metodo che valuta i rischi nella prospettiva del valore economico indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio a seguito di variazioni dei fattori di mercato tenuto conto della correlazione delle variazioni di valore degli strumenti che compongono il portafoglio.

Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e rischio di cambio, i limiti di *VaR* sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio del Gruppo. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base ad un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio.

Per quanto riguarda il rischio *commodity*, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "*core*" e al perseguimento degli obiettivi relativi ai margini industriali. Anche in questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di *VaR* con riferimento all'esposizione commerciale, mentre l'esposizione strategica al rischio, che è intrinseca al *business*, è monitorata anch'essa attraverso il *VaR* ma non è oggetto di sistematica attività di copertura con strumenti finanziari derivati. Pertanto Eni valuta l'opportunità di mitigare l'esposizione al rischio *commodity* mediante il ricorso ad appropriati strumenti derivati di copertura in relazione alle singole operazioni di acquisto di riserve finalizzate al perseguimento di obiettivi di crescita o come parte della gestione ordinaria del portafoglio.

I limiti di *VaR* per il rischio *commodity* di natura commerciale sono assegnati alle singole unità di *business*; Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività, accentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle Divisioni e Società del Gruppo.

Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui *policy* di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro (rischio traslativo). In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è la minimizzazione del rischio cambio economico e transattivo; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di *business* coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua. A questo scopo vengono impiegate diverse tipologie di contratti derivati (in particolare *swap* e *forward*, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il *VaR* derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa posizioni a rischio tasso di cambio del Gruppo viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio di tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è la minimizzazione del rischio di tasso d'interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni del Gruppo e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare *Interest Rate Swap*, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il *VaR* derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio *commodity*

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è l'ottimizzazione delle attività "*core*" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio *commodity* derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (*futures*) e strumenti derivati *Over The Counter* (in particolare *swap, forward, Contracts For Differences* e *option*) con sottostante greggio, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su *commodity*, essa viene calcolata basandosi su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*, oppure, laddove esse non siano disponibili, da appropriate tecniche di valutazione. Il *VaR* derivante dalle posizioni delle *business unit* esposte a rischio *commodity* viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% ed un *holding period* di un giorno.

La seguente tabella riporta i valori registrati nell'esercizio in termini di *VaR* (raffrontati con quelli dell'esercizio precedente) per quanto attiene i rischi di tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché il rischio *commodity*, per aree omogenee (tenuto conto della valuta utilizzata per la valorizzazione di mercato dei prodotti petroliferi, i valori *VaR* delle *commodity* sono espressi in dollari USA).

(*Value at Risk* - approccio parametrico varianze/covarianze; *holding period*: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

	2006				2007			
(milioni di euro)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse	5,15	0,45	2,01	1,10	7,36	0,47	1,39	4,35
Tasso di cambio	2,02	0,02	0,24	0,21	1,25	0,03	0,21	0,43

(*Value at Risk* - approccio simulazione storica; *holding period*: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2006				2007			
(milioni di dollari)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area *oil*, prodotti	35,69	5,40	17,80	8,59	44,59	4,39	20,17	12,68
Area Gas & Power	46,63	18,36	31,01	22,82	54,11	20,12	34,56	25,57

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte.

La gestione del credito commerciale è affidata alla responsabilità delle unità di *business* sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei *partner* commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso.

Il monitoraggio delle posizioni di rischio di credito commerciale connesso al normale svolgimento delle attività è assicurato centralmente da Eni che definisce le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente a livello di Gruppo. In particolare, viene controllato il rischio derivante dalle esposizioni su controparti *multibusiness* o con esposizioni superiori alla soglia di rilevanza, attraverso l'uso di *score* rappresentativi dei livelli di rischio.

Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità e dalle posizioni in contratti derivati, l'identificazione delle controparti fa riferimento alle sopra indicate "Linee Guida", in base alle quali sono state definite le caratteristiche, basate principalmente sul *rating*, dei soggetti idonei ad essere controparte nelle transazioni finanziarie.

L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti.

Al 31 dicembre 2007 non vi sono concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio liquidità

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che, a causa dell'incapacità di reperire nuovi fondi (*funding liquidity risk*) o di liquidare attività sul mercato (*asset liquidity risk*), l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento, determinando un impatto sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio l'attività aziendale. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di *business* e con i limiti definiti (in termini di livello percentuale massimo di *leverage* e di livelli percentuali minimi del rapporto tra

indebitamento a m/l termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a m/l termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per l'intero Gruppo, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito.
Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha accesso ad un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi, e coordina a livello accentrato i rapporti con le controparti bancarie. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie. Le *policy* sono orientate, oltre che a garantire risorse finanziarie disponibili sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, anche ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo di Eni; ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito, attraverso una struttura adeguata degli affidamenti (in particolare con linee bancarie *committed*) e/o la creazione di riserve di liquidità.

Rischio Paese

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi Eni sono localizzate in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, alcuni dei quali possono essere politicamente o economicamente meno stabili. Al 31 dicembre 2007 circa il 70% delle riserve certe di idrocarburi di Eni era localizzato in tali Paesi. Analogamente, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas di Eni proviene da Paesi al di fuori dell'Unione Europea o dell'America settentrionale. Nel 2007 circa il 60% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da tali Paesi. Evoluzioni del quadro politico, crisi economiche, conflitti sociali interni possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche, in tali Paesi, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas. Ulteriori rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli *asset* Eni, disinvestimenti forzosi ed espropriazioni, come nel caso della cancellazione unilaterale subita da Eni del contratto di servizio relativo alle attività petrolifere di Dación in Venezuela da parte della compagnia di Stato PDVSA; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono accadere in ogni momento comportando impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni.
Eni monitora periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economica-finanziaria degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integrante con riguardo alla valutazione degli investimenti dell'*upstream* il rischio Paese è mitigato attraverso l'utilizzo di disposizioni di gestione del rischio definite nella procedura "*Project risk assessment and management*".

Rischio *operation*

Qualunque attività operativa che Eni svolge sia in Italia che all'estero è soggetta al rispetto delle norme e dei regolamenti validi all'interno del territorio in cui opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali relative al settore di attività Oil & Gas.
In particolare, le attività Eni sono soggette a preventiva autorizzazione e/o acquisizione di permessi, che richiedono il rispetto delle norme vigenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza.
Per la tutela dell'ambiente, le norme in generale prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo e la corretta gestione dei rifiuti prodotti. In habitat particolare, il rispetto della biodiversità è un requisito richiesto durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione. Il non rispetto delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e civile a carico dei responsabili.
Le normative in materia ambiente, salute e sicurezza hanno un impatto notevole sulle attività di Eni e gli oneri e costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere agli obblighi previsti continueranno a costituire una voce "importante" del bilancio anche nei prossimi anni.
A questo proposito Eni si è dotata di Linee Guida HSE finalizzate alla garanzia della sicurezza e della salute dei dipendenti, delle popolazioni, dei contrattisti e dei clienti nonché alla salvaguardia dell'ambiente e alla tutela dell'incolumità pubblica che impongono di operare nel pieno rispetto della normativa vigente e di adottare principi, *standard* e soluzioni che costituiscano le *best practice* industriali.
Il processo continuo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi è alla base della gestione HSE in tutte le fasi di attività di ciascuna unità di *business* e si

attua attraverso l'adozione di procedure e sistemi di gestione che tengono conto della specificità delle attività stesse e dei siti in cui si sviluppano e del costante miglioramento degli impianti e dei processi.
Inoltre l'attività di codificazione e procedurizzazione delle fasi operative consente di raggiungere, con sempre maggiore efficacia, il risultato di una riduzione della componente umana nel rischio di gestione dell'impianto.
Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su *asset*, persone ed ambiente sono gestite dalle unità di *business* a livello di sito, con una propria organizzazione che dispone, per ciascun possibile scenario, del piano di risposta con le azioni che occorre attivare per limitare i danni, nonché le posizioni che devono assicurarle. In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni nel mondo sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Eni che supporta la Divisione/Società coinvolta nell'emergenza, attraverso un *team* specialistico preposto con il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interni e/o esterni al Gruppo, promuovendone la disponibilità nel più breve tempo possibile.
L'approccio integrato alle problematiche di salute, sicurezza e ambiente è favorito dall'applicazione, a tutti i livelli delle Divisioni e Società Eni, di un Sistema di Gestione HSE che trova il suo riferimento metodologico nel Modello di Sistema di Gestione HSE Eni. Esso, basato su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi, è orientato alla prevenzione dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle *performance* HSE, in un ciclo di miglioramento continuo che prevede anche l'*audit* di tali processi da parte di personale interno ed esterno. La realtà industriale di Eni, prevalentemente nel settore petrolchimico e della raffinazione, è certificata secondo le norme internazionali ISO 14001, OHSAS 18001 quando non addirittura EMAS.
Eni si è dotata di un modello di formazione avanzato per il personale HSE al fine di:

- produrre comportamenti coerenti ai principi ed alle Linee Guida in materia;
- guidare il processo di crescita culturale, professionale e manageriale su questi temi di tutti coloro che lavorano in e per Eni;
- favorire il *knowledge management* e il controllo dei rischi HSE.

Una completa informativa sulle attività, progetti e R&S in materia HSE è presente sul sito intranet HSE:NET di MY Eni.

La possibile evoluzione del mercato italiano del gas

Il Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 ha dettato norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un impatto significativo sull'operatività di Eni, che è presente in Italia in tutte le attività della filiera del gas naturale. L'apertura alla concorrenza del mercato del gas è assicurata dai tetti normativi sui volumi immessi nella rete nazionale di trasporto e su quelli venduti ai clienti finali, che hanno comportato l'ingresso sul mercato di nuovi operatori con la conseguente, progressiva erosione dei margini di vendita del gas. Gli altri aspetti di rilievo della regolamentazione del settore del gas in Italia sono l'accesso regolato alle infrastrutture e il riconoscimento all'Autorità per l'energia elettrica e il gas di poteri di regolamentazione, in particolare in materia di fissazione dei prezzi per le forniture ai clienti del mercato domestico e di determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale. In base ai principi della legge istitutiva e ad altre disposizioni normative, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha il potere di monitorare i livelli dei prezzi del gas naturale e di definire le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti del settore residenziale, tenendo conto del pubblico interesse di contenere la dinamica inflativa correlata all'incremento dei costi energetici. Pertanto le decisioni dell'Autorità in materia possono limitare la possibilità di trasferire sul consumatore finale gli incrementi del costo della materia prima. In particolare, a conclusione di un lungo e complesso procedimento amministrativo avviato nel 2004 e finalizzato nel marzo 2007 con la delibera n. 79/2007, l'Autorità ha determinato un nuovo meccanismo di indicizzazione del costo della materia prima applicato ai volumi consumati dai clienti con consumi inferiori ai 200 mila metri cubi/anno. Tale meccanismo prevede essenzialmente: (i) incrementi del prezzo del petrolio superiori alla soglia dei 35 dollari/barile sono trasferiti solo in parte sul prezzo di vendita praticato ai clienti finali; (ii) l'obbligo a carico degli importatori di gas naturale, compresa Eni, di rinegoziare tutti i contratti di compravendita all'ingrosso sulla base di condizioni coerenti con le nuove modalità di indicizzazione del costo della materia prima.
Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo periodo, in particolare del mercato italiano, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali. Tali contratti che contengono clausole *take-or-pay*[1], assicureranno, dal 2010, 62,4 miliardi di metri

(1) Per il funzionamento delle clausole di *take-or-pay* v. Glossario.

cubi/anno. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel lungo termine, *trend* sfavorevoli nella domanda e nell'offerta di gas in Italia, anche a seguito della realizzazione di tutti gli investimenti annunciati in nuove infrastrutture di approvvigionamento, nonché l'evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono elementi di rischio nell'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti *take-or-pay*. Qualora la domanda di gas in Italia cresca meno delle previsioni e tenuto conto dell'incremento atteso dell'offerta di gas in Italia, nonché delle disponibilità Eni di gas in base ai contratti *take-or-pay* e dei rischi di implementazione dei propri piani di espansione delle vendite in Europa, Eni potrebbe fronteggiare un ulteriore inasprimento della pressione competitiva sul mercato italiano con impatti negativi sui margini di vendita del gas.

I rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a particolari rischi di carattere economico e naturale, compresi quelli relativi alle caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas. L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo della ricerca di idrocarburi che si verifica in presenza di pozzi sterili o di scoperta di quantitativi di idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità. Inoltre, tra la fase esplorativa e le successive fasi di sviluppo e di commercializzazione delle riserve scoperte, è normalmente necessario un rilevante periodo di tempo durante il quale la redditività del progetto è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio e all'aumento dei costi di sviluppo e produzione; tale periodo di tempo è particolarmente rilevante per i progetti di sviluppo da realizzare in ambienti complessi quali l'*offshore* profondo e le aree remote, nei quali Eni è impegnata in modo rilevante.

Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito Internet di Eni all'indirizzo **www.eni.it.**
Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

TERMINI FINANZIARI

Dividend Yield Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi maturati, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio. Generalmente le società tendono a mantenere un livello costante di *dividend yield*, essendo l'indicatore confrontato dagli azionisti con il rendimento di altri titoli e/o tipologie di investimento (es. obbligazioni).

Leverage Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.

ROACE Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

TSR (*Total Shareholder Return*) Misura il rendimento percentuale complessivo di una azione, calcolato su base annua, tenuto conto sia della variazione della quotazione (rapporto tra la quotazione di inizio anno e quotazione di fine anno) sia dei dividendi distribuiti e reinvestiti nell'azione alla data dello stacco della cedola.

ATTIVITÀ OPERATIVE

Acque profonde Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.

Barile Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.

Boe (*Barrel of Oil Equivalent*) Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615.

Codice di rete Codice contenente regole e modalità per l'accesso, la gestione e il funzionamento della rete gasdotti.

Condensati Idrocarburi leggeri prodotti con il gas, che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali per gli impianti produttivi di superficie.

Contratti di concessione Tipologia contrattuale vigente prevalentemente nei Paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo, a fronte del pagamento allo Stato di *royalty* sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.

Conversione Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il *cracking*, il

visbreaking, il *cooking*, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio, esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.

Elastomeri (o Gomme) Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).

EPC (*Engineering, Procurement, Construction*) Contratto tipico del settore delle costruzioni terra, avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi in mano" quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento o avviato.

EPIC (*Engineering, Procurement, Installation, Commissioning*) Contratto tipico del settore delle costruzioni *offshore*, avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso (quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una *FPSO*) nel quale la società fornitrice del servizio (*global or main contractor*, normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e le attività preparatorie per l'avvio degli impianti (*commissioning*).

Extrarete Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (*jet fuel*), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.

FPSO vessel Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (*Floating Production, Storage and Offloading*), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (*riser*) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.

GNL Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160°C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

GPL Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

NGL Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (*natural gasoline*) o condensati di impianto.

Offshore/Onshore Il termine *offshore* indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; *onshore* è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.

Olefine (o Alcheni) Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.

Over/Under lifting Gli accordi stipulati tra i *partner* regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di *Over/Under lifting*.

Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili) Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.

Pozzi di infilling (Infittimento) Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.

Production Sharing Agreement Tipologia contrattuale vigente nei Paesi Produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (*Cost Oil*) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (*Profit Oil*) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.

Recupero assistito Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.

Ricerca esplorativa Ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende analisi topografiche, studi geologici e geofisici, rilievi e analisi sismiche e perforazione di pozzi.

Riserve certe Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno con ragionevole certezza essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato. Le riserve certe si distinguono in: (i) riserve certe sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, *facility* e metodi operativi esistenti; (ii) riserve certe non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, *facility* e metodi operativi, sulla cui futura realizzazione l'impresa ha già definito un preciso programma di investimenti di sviluppo ovvero esprime una chiara volontà manageriale.

Riserve possibili Sono le quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità decisamente più contenuto rispetto a quello delle riserve probabili, ovvero che presentano un grado di economicità inferiore rispetto al limite stabilito.

Riserve probabili Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno essere recuperate con ragionevole probabilità, in base alle condizioni tecniche economiche e operative esistenti nel momento considerato. Gli elementi di residua incertezza possono riguardare: (i) l'estensione o altre caratteristiche del giacimento; (ii) l'economicità valutata alle condizioni del progetto di sviluppo; (iii) l'esistenza o adeguatezza del sistema di trasporto degli idrocarburi e/o del mercato di vendita; (iv) il contesto normativo.

Riserve recuperabili Rappresentano le quantità di idrocarburi riferibili alle diverse categorie di riserve (certe, probabili e possibili) senza tener conto del diverso grado di incertezza insito in ogni categoria.

Ship-or-pay Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.

Stoccaggio di modulazione Finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento orario, giornaliero e stagionale della domanda.

Stoccaggio minerario Necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano.

Stoccaggio strategico Finalizzato a sopperire la mancanza o riduzione degli approvvigionamenti da importazioni extra UE o di crisi del sistema del gas.

Sviluppo Attività di perforazione e di altro tipo a valle della ricerca esplorativa, finalizzata alla produzione di petrolio e gas.

Swap Nel settore del gas il termine *swap* si riferisce a uno scambio di forniture tra i diversi operatori, generalmente mirato a ottimizzare i costi di trasporto e i rispettivi impegni di acquisto e di fornitura.

Tasso di rimpiazzo delle riserve Misura la quota di riserve prodotte sostituite da nuove riserve provate e indica la capacità dell'impresa di aggiungere nuove riserve sia attraverso un'esplorazione efficace sia attraverso linee esterne (acquisizioni). Un valore

superiore al 100% indica che nell'anno sono state aggiunte più riserve di quante ne siano state prodotte. È opportuno mediare l'indice su periodi di almeno tre anni per ridurre gli effetti distorsivi dovuti all'acquisizione di *asset* o società (con *asset upstream*), alla revisione di precedenti stime, al miglioramento del fattore di recupero e alla variazione delle riserve *equity* – nei contratti *PSA* (*Production Sharing Agreement*) – a causa dell'andamento del prezzo dei greggi di riferimento. Il *management* calcola il tasso di rimpiazzo delle riserve anche al netto delle operazioni di portafoglio (cd. tasso di rimpiazzo organico) al fine di meglio apprezzare la *performance* interna.

Take-or-pay Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

Upstream/Downstream Il termine *upstream* riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine *downstream* riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.

Vita media residua delle riserve Rapporto tra le riserve di fine anno e la produzione dell'anno.

Workover Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

PAGINA BIANCA



BILANCIO CONSOLIDATO 2007

PAGINA BIANCA

Stato patrimoniale

(milioni di euro)	Note	31.12.2006 Totale	31.12.2006 di cui verso parti correlate	31.12.2007 Totale	31.12.2007 di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1)	3.985		2.114	
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita:	(2)				
- partecipazioni				*2.476*	
- altri titoli		*972*		*433*	
		972		2.909	
Crediti commerciali e altri crediti	(3)	18.799	*1.027*	20.676	*1.616*
Rimanenze	(4)	4.752		5.499	
Attività per imposte sul reddito correnti	(5)	116		703	
Attività per altre imposte correnti	(6)	542		833	
Altre attività	(7)	855		1.080	
		30.021		**33.814**	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(8)	44.312		50.137	
Altre immobilizzazioni	(9)	629		563	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(10)	1.827		2.171	
Attività immateriali	(11)	3.753		4.333	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(12)	3.886		5.639	
Altre partecipazioni	(12)	360		472	
Altre attività finanziarie	(13)	805	*136*	923	*87*
Attività per imposte anticipate	(14)	1.725		1.915	
Altre attività	(15)	994		1.110	
		58.291		**67.263**	
Attività destinate alla vendita	(26)			**383**	
TOTALE ATTIVITÀ		**88.312**		**101.460**	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(16)	3.400	*92*	7.763	*131*
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(21)	890		737	
Debiti commerciali e altri debiti	(17)	15.995	*961*	17.116	*1.021*
Passività per imposte sul reddito correnti	(18)	1.640		1.688	
Passività per altre imposte correnti	(19)	1.190		1.383	
Altre passività	(20)	634		1.556	
		23.749		**30.243**	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(21)	7.409		11.330	
Fondi per rischi e oneri	(22)	8.614		8.486	
Fondi per benefici ai dipendenti	(23)	1.071		935	
Passività per imposte differite	(24)	5.852		5.471	
Altre passività	(25)	418	*56*	2.031	*57*
		23.364		**28.253**	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(26)			**97**	
TOTALE PASSIVITÀ		**47.113**		**58.593**	
PATRIMONIO NETTO	(27)				
Capitale e riserve di terzi azionisti		**2.170**		**2.439**	
Patrimonio netto di Eni:					
Capitale sociale		4.005		4.005	
Riserve		33.391		34.610	
Azioni proprie		(5.374)		(5.999)	
Acconto sul dividendo		(2.210)		(2.199)	
Utile dell'esercizio		9.217		10.011	
Totale patrimonio netto di Eni		**39.029**		**40.428**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**41.199**		**42.867**	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**88.312**		**101.460**	

Conto economico

(milioni di euro)	Note	2005 Totale	2005 di cui verso parti correlate	2006 Totale	2006 di cui verso parti correlate	2007 Totale	2007 di cui verso parti correlate
RICAVI	(29)						
Ricavi della gestione caratteristica		73.728	*4.535*	86.105	*3.974*	87.256	*4.198*
Altri ricavi e proventi		798		783		827	
Totale ricavi		**74.526**		**86.888**		**88.083**	
COSTI OPERATIVI	(30)						
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		48.567	*3.429*	57.490	*2.720*	58.179	*3.777*
- di cui oneri non ricorrenti		*290*		*239*		*91*	
Costo lavoro		3.351		3.650		3.800	
- di cui proventi non ricorrenti						*(83)*	
Ammortamenti e svalutazioni		5.781		6.421		7.236	
UTILE OPERATIVO		**16.827**		**19.327**		**18.868**	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(31)						
Proventi finanziari		3.131	*72*	4.132	*58*	4.600	*98*
Oneri finanziari		(3.497)		(3.971)		(4.683)	*59*
		(366)		**161**		**(83)**	
PROVENTI SU PARTECIPAZIONI	(32)						
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		737		795		773	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		177		108		470	
		914		**903**		**1.243**	
UTILE ANTE IMPOSTE		**17.375**		**20.391**		**20.028**	
Imposte sul reddito	(33)	(8.128)		(10.568)		(9.219)	
Utile netto		**9.247**		**9.823**		**10.809**	
Di competenza:							
- azionisti Eni		8.788		9.217		10.011	
- terzi azionisti	(27)	459		606		798	
		9.247		**9.823**		**10.809**	
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontari in euro per azione)	(34)						
- semplice		2,34		2,49		2,73	
- diluito		2,34		2,49		2,73	

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Patrimonio netto di Eni											
(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie acquistate	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2004	**4.004**	**959**	**5.392**	**3.965**	**(687)**	**(3.229)**	**14.911**		**7.059**	**32.374**	**3.166**	**35.540**
Modifica dei criteri contabili (IAS 32 e 39)				13			(40)			(27)	12	(15)
Saldi al 1° gennaio 2005 modificati	**4.004**	**959**	**5.392**	**3.978**	**(687)**	**(3.229)**	**14.871**		**7.059**	**32.347**	**3.178**	**35.525**
Utile dell'esercizio									**8.788**	**8.788**	**459**	**9.247**
Proventi (oneri) imputati direttamente a patrimonio netto:												
Variazione *fair value* titoli disponibili per la vendita				6						6		6
Variazione *fair value* derivati *cash flow hedge*				16						16		16
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro					1.497					1.497	15	1.512
				22	**1.497**					**1.519**	**15**	**1.534**
Proventi (oneri) complessivi dell'esercizio				**22**	**1.497**				**8.788**	**10.307**	**474**	**10.781**
Operazioni con gli azionisti:												
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,90 euro per azione)									(3.384)	(3.384)		(3.384)
Acconto sul dividendo (0,45 euro per azione)								(1.686)		(1.686)		(1.686)
Attribuzione del dividendo di altre società											(1.218)	(1.218)
Destinazione utile residuo 2004				1.300			2.375		(3.675)			
Acquisto azioni proprie						(1.034)				(1.034)		(1.034)
Emissione azioni sottoscritte a fronte dei piani di *stock grant*	1			(1)								
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti			(47)	47		47				47		47
	1		**(47)**	**1.346**		**(987)**	**2.375**	**(1.686)**	**(7.059)**	**(6.057)**	**(1.218)**	**(7.275)**
Altri movimenti di patrimonio netto:												
Costo *stock option*				5						5		5
Vendita di società consolidate											(40)	(40)
Differenza cambio da conversione su distribuzione dividendi e altre variazioni					131		135			266	(45)	221
				5	**131**		**135**			**271**	**(85)**	**186**
Saldi al 31 dicembre 2005 (nota 27)	**4.005**	**959**	**5.345**	**5.351**	**941**	**(4.216)**	**17.381**	**(1.686)**	**8.788**	**36.868**	**2.349**	**39.217**

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Patrimonio netto di Eni											
(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie acquistate	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2005 (nota 27)	**4.005**	**959**	**5.345**	**5.351**	**941**	**(4.216)**	**17.381**	**(1.686)**	**8.788**	**36.868**	**2.349**	**39.217**
Utile dell'esercizio (nota 27)									**9.217**	**9.217**	**606**	**9.823**
Proventi (oneri) imputati direttamente a patrimonio netto:												
Variazione *fair value* titoli disponibili per la vendita (nota 27)				(13)						(13)		(13)
Variazione *fair value* derivati *cash flow hedge* (nota 27)				(15)						(15)		(15)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro					(1.266)					(1.266)	(29)	(1.295)
				(28)	**(1.266)**					**(1.294)**	**(29)**	**(1.323)**
Proventi (oneri) complessivi dell'esercizio				**(28)**	**(1.266)**				**9.217**	**7.923**	**577**	**8.500**
Operazioni con gli azionisti:												
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,65 euro per azione a saldo dell'acconto 2005 di 0,45 euro per azione) (nota 27)								1.686	(4.086)	(2.400)		(2.400)
Acconto sul dividendo (0,60 euro per azione) (nota 27)								(2.210)		(2.210)		(2.210)
Attribuzione del dividendo di altre società											(222)	(222)
Versamenti di azionisti terzi											22	22
Destinazione utile residuo 2005							4.702		(4.702)			
Autorizzazione all'acquisto di azioni proprie (nota 27)			2.000				(2.000)					
Acquisto azioni proprie (nota 27)						(1.241)				(1.241)		(1.241)
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti (nota 27)			(85)	54		85	21			75		75
Differenza tra il valore di carico delle azioni cedute e il prezzo di esercizio delle *stock option* esercitate dai dirigenti							7			7		7
			1.915	**54**		**(1.156)**	**2.730**	**(524)**	**(8.788)**	**(5.769)**	**(200)**	**(5.969)**
Altri movimenti di patrimonio netto:												
Vendita a Saipem Projects SpA di Snamprogetti SpA (nota 27)				247						247	(247)	
Effetto netto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di Saipem SpA e Snam Rete Gas SpA											(306)	(306)
Acquisto e vendita di imprese consolidate											(5)	(5)
Costo *stock option*							14			14		14
Riclassifica riserve di Eni SpA			2	(5.224)		(2)	5.224					
Differenza cambio da conversione su distribuzione dividendi e altre variazioni					(73)		(181)			(254)	2	(252)
			2	**(4.977)**	**(73)**	**(2)**	**5.057**			**7**	**(556)**	**(549)**
Saldi al 31 dicembre 2006 (nota 27)	**4.005**	**959**	**7.262**	**400**	**(398)**	**(5.374)**	**25.168**	**(2.210)**	**9.217**	**39.029**	**2.170**	**41.199**

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Patrimonio netto di Eni											
(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie acquistate	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2006 (nota 27)	**4.005**	**959**	**7.262**	**400**	**(398)**	**(5.374)**	**25.168**	**(2.210)**	**9.217**	**39.029**	**2.170**	**41.199**
Utile dell'esercizio (nota 27)									**10.011**	**10.011**	**798**	**10.809**
Proventi (oneri) imputati direttamente a patrimonio netto:												
Variazione *fair value* titoli disponibili per la vendita (nota 27)				(4)						(4)		(4)
Variazione *fair value* derivati *cash flow hedge* (nota 27)				(1.370)						(1.370)		(1.370)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				25	(1.954)					(1.929)	(51)	(1.980)
				(1.349)	**(1.954)**					**(3.303)**	**(51)**	**(3.354)**
Proventi (oneri) complessivi del periodo				**(1.349)**	**(1.954)**				**10.011**	**6.708**	**747**	**7.455**
Operazioni con gli azionisti:												
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,65 euro per azione a saldo dell'acconto 2006 di 0,60 euro per azione) (nota 27)								2.210	(4.594)	(2.384)		(2.384)
Acconto sul dividendo (0,60 euro per azione) (nota 27)								(2.199)		(2.199)		(2.199)
Attribuzione del dividendo di altre società											(289)	(289)
Versamenti di azionisti terzi											1	1
Destinazione utile residuo 2006							4.623		(4.623)			
Acquisto azioni proprie (nota 27)						(680)				(680)		(680)
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti (nota 27)			(55)	35		55	11			46		46
Differenza tra il valore di carico delle azioni cedute e il prezzo di esercizio delle *stock option* esercitate dai dirigenti							9			9		9
			(55)	**35**		**(625)**	**4.643**	**11**	**(9.217)**	**(5.208)**	**(288)**	**(5.496)**
Altri movimenti di patrimonio netto:												
Effetto netto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di Saipem SpA e Snam Rete Gas SpA											(201)	(201)
Costo *stock option*							18			18		18
Differenza cambio da conversione su distribuzione dividendi e altre variazioni					119		(238)			(119)	11	(108)
					119		**(220)**			**(101)**	**(190)**	**(291)**
Saldi al 31 dicembre 2007 (nota 27)	**4.005**	**959**	**7.207**	**(914)**	**(2.233)**	**(5.999)**	**29.591**	**(2.199)**	**10.011**	**40.428**	**2.439**	**42.867**

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Note	Esercizio 2005	Esercizio 2006	Esercizio 2007
Utile dell'esercizio		9.247	9.823	10.809
Ammortamenti	(30)	5.509	6.153	7.029
Rivalutazioni nette		(288)	(386)	(494)
Variazioni fondi per rischi e oneri		1.279	(86)	(122)
Variazione fondo benefici per i dipendenti		18	72	(67)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(220)	(59)	(309)
Dividendi	(32)	(33)	(98)	(170)
Interessi attivi		(214)	(387)	(603)
Interessi passivi		654	346	523
Differenze cambio		(64)	6	(119)
Imposte sul reddito	(33)	8.128	10.568	9.219
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio		24.016	25.952	25.696
Variazioni:				
- rimanenze		(1.402)	(953)	(1.117)
- crediti commerciali e diversi		(4.413)	(1.952)	(655)
- altre attività		351	(315)	(362)
- debiti commerciali e diversi		3.030	2.146	360
- altre passività		12	50	107
Flusso di cassa del risultato operativo		21.594	24.928	24.029
Dividendi incassati		366	848	658
Interessi incassati		214	395	333
Interessi pagati		(619)	(294)	(555)
Imposte sul reddito pagate		(6.619)	(8.876)	(8.948)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		**14.936**	**17.001**	**15.517**
- di cui verso parti correlate	(36)	*1.230*	*2.206*	*549*
Investimenti:				
- immobilizzazioni materiali	(8)	(6.558)	(6.138)	(8.532)
- immobilizzazioni immateriali	(11)	(856)	(1.695)	(2.061)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda		(73)	(46)	(4.759)
- partecipazioni	(12)	(54)	(42)	(4.890)
- titoli		(464)	(49)	(76)
- crediti finanziari		(683)	(516)	(1.646)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		149	(26)	185
Flusso di cassa degli investimenti		(8.539)	(8.512)	(21.779)
Disinvestimenti:				
- immobilizzazioni materiali		99	237	172
- immobilizzazioni immateriali		13	12	28
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		252	8	56
- partecipazioni		178	36	403
- titoli		369	382	491
- crediti finanziari		804	794	545
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		9	(8)	(13)
Flusso di cassa dei disinvestimenti		1.724	1.461	1.682
Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)		**(6.815)**	**(7.051)**	**(20.097)**
- di cui verso parti correlate	(36)	*(160)*	*(686)*	*(822)*

(milioni di euro)	Note	Esercizio 2005	Esercizio 2006	Esercizio 2007
Assunzione di debiti finanziari non correnti		2.755	2.888	6.589
Rimborsi di debiti finanziari non correnti		(2.978)	(2.621)	(2.295)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti		(317)	(949)	4.467
		(540)	**(682)**	**8.761**
Apporti netti di capitale proprio da terzi		24	22	1
Acquisto netto di azioni proprie diverse dalla controllante		(30)	(477)	(340)
Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate		(3)	(7)	(16)
Cessione di quote di partecipazioni in imprese consolidate			35	
Dividendi distribuiti ad azionisti Eni		(5.070)	(4.610)	(4.583)
Dividendi distribuiti ad altri azionisti		(1.218)	(222)	(289)
Acquisto netto di azioni proprie		(987)	(1.156)	(625)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		**(7.824)**	**(7.097)**	**2.909**
- di cui verso parti correlate	(36)	*23*	*(57)*	*20*
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		*(38)*	*(4)*	*(40)*
Effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti		*71*	*(197)*	*(160)*
Flusso di cassa netto del periodo		**330**	**2.652**	**(1.871)**
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio dell'esercizio	(1)	**1.003**	**1.333**	**3.985**
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine dell'esercizio	(1)	**1.333**	**3.985**	**2.114**

(*) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende alcuni investimenti che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria) sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto, così come indicato nella "Relazione sulla gestione - Commento ai risultati economico-finanziari".
Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(milioni di euro)	Esercizio 2005	Esercizio 2006	Esercizio 2007
Investimenti finanziari:			
- titoli	(186)	(44)	(75)
- crediti finanziari	(45)	(134)	(970)
	(231)	**(178)**	**(1.045)**
Disinvestimenti finanziari:			
- titoli	60	340	419
- crediti finanziari	62	54	147
	122	**394**	**566**
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	**(109)**	**216**	**(479)**

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(milioni di euro)	Esercizio 2005	Esercizio 2006	Esercizio 2007
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
Attività correnti		68	398
Attività non correnti	122	130	5.590
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(19)	53	1
Passività correnti e non correnti	(22)	(92)	(972)
Effetto netto degli investimenti	**81**	**159**	**5.017**
Trasferimento di partecipazioni non consolidate		(60)	
Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisto del controllo	(8)		(13)
Totale prezzo di acquisto	**73**	**99**	**5.004**
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti		(53)	(245)
Flusso di cassa degli investimenti	**73**	**46**	**4.759**
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			
Attività correnti	204	9	73
Attività non correnti	189	1	20
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	42	(1)	26
Passività correnti e non correnti	(217)	(4)	(94)
Effetto netto dei disinvestimenti	**218**	**5**	**25**
Plusvalenza per disinvestimenti	140	3	33
Interessenza di terzi	(43)		
Totale prezzo di vendita	**315**	**8**	**58**
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(63)		(2)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	**252**	**8**	**56**

Operazioni che non hanno comportato flussi di cassa

Acquisizione di partecipazioni con conferimento di rami d'azienda:

(milioni di euro)	Esercizio 2005	Esercizio 2006	Esercizio 2007
Attività correnti	2	23	
Attività non correnti	17	213	38
Indebitamento finanziario netto		(44)	(4)
Passività correnti e non correnti	(1)	(53)	
Effetto netto dei conferimenti	**18**	**139**	**34**
Interessenza di terzi		(36)	
Plusvalenza da conferimento		18	
Acquisizione di partecipazioni	**18**	**121**	**34**

Criteri di redazione

Il bilancio consolidato è redatto secondo gli *International Financial Reporting Standards* (nel seguito "*IFRS*" o "principi contabili internazionali") emanati dall'*International Accounting Standards Board (IASB)* e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/05. I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato coincidono con quelli emanati dallo *IASB* in quanto le attuali differenze tra gli *IFRS* omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo *IASB* riguardano fattispecie non presenti nella realtà del Gruppo. Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto e alla rilevazione dei *Production Sharing Agreement* e dei contratti di *buy-back*.
Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli *IFRS* devono essere rilevate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione.
Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle imprese italiane ed estere sulle quali Eni ha il diritto di esercitare, direttamente o indirettamente, il controllo, determinandone le scelte finanziarie e gestionali e di ottenerne i benefici relativi. Sono escluse dall'area di consolidamento le imprese non significative e le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi. Si presumono, generalmente, non significative le imprese che non superano due dei seguenti parametri: (i) totale attivo o indebitamento finanziario lordo: 3.125 mila euro; (ii) totale ricavi: 6.250 mila euro; (iii) numero medio dei dipendenti: 50 unità.
Le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi riguardano, generalmente, quelle che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria; la loro attività è finanziata pro-quota, sulla base di *budget* approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, etc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico inoltre le obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. Gli effetti delle esclusioni non assumono rilevanza[1].
Le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento in quanto non significative, le imprese controllate congiuntamente con altri soci, le imprese collegate e le altre partecipazioni sono valutate secondo i criteri indicati al punto "Attività finanziarie".
Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le imprese controllate congiuntamente con altri soci, le imprese collegate nonché le partecipazioni rilevanti a norma dell'articolo 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni sono distintamente indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2007" che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.
I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione contabile da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato. Il bilancio al 31 dicembre 2007, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 14 marzo 2008, è sottoposto alla revisione contabile della PricewaterhouseCoopers SpA. La PricewaterhouseCoopers in quanto revisore principale di Gruppo è responsabile delle attività di revisione delle imprese controllate, salvo i casi di incompatibilità con la normativa locale e, tenuto conto della normativa italiana, nei limitati casi in cui intervengano altri revisori si assume la responsabilità del loro lavoro.
I valori delle voci di bilancio e delle relative note, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

Principi di consolidamento

Partecipazioni in imprese incluse nell'area di consolidamento

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate con il metodo dell'integrazione globale sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate.
Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro valore corrente. L'eventuale differenza residua rispetto al costo di acquisto, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Avviamento"; se negativa, è rilevata a conto economico.
In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di *minorities*), l'eventuale differenza positiva tra il costo di acquisto e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata alla voce dell'attivo "Avviamento".

(1) Secondo le disposizioni del *Framework* dei principi contabili internazionali "l'informazione è rilevante se la sua omissione o errata presentazione può influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio".

Gli utili o le perdite derivanti dalla cessione di quote di partecipazioni in imprese consolidate sono rilevati a conto economico per l'ammontare corrispondente alla differenza fra il prezzo di vendita e la corrispondente frazione di patrimonio netto ceduta.
Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza dei soci di minoranza sono iscritte in apposite voci del bilancio; la quota di patrimonio netto dei soci di minoranza è determinata sulla base dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale avviamento a essi attribuibile.

Operazioni infragruppo

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi e gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Le perdite infragruppo non sono eliminate perché si considerano rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

Conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro

I bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico i cambi medi dell'esercizio (fonte: Banca d'Italia).
Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate alla voce del patrimonio netto "Altre riserve" per la parte di competenza del Gruppo e alla voce "Capitale e riserve di terzi azionisti" per la parte di competenza dei terzi. La riserva per differenza cambio è rilevata a conto economico all'atto della cessione della partecipazione o del rimborso del capitale investito.
I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella moneta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA.

Criteri di valutazione

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

Attività correnti

Le attività finanziarie destinate alla negoziazione e le attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevate al *fair value* con imputazione degli effetti, rispettivamente, alla voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari" e alla voce di patrimonio netto "Altre riserve". In quest'ultima fattispecie, le variazioni del *fair value* rilevate nel patrimonio netto sono rilevate a conto economico all'atto del realizzo o della svalutazione; l'obiettiva evidenza di svalutazioni è verificata considerando, tra l'altro, rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte.
Le attività finanziarie disponibili per la vendita comprendono le attività finanziarie, diverse dai derivati, dai crediti, dalle attività finanziarie destinate alla negoziazione e da mantenersi sino alla scadenza nonché le partecipazioni a cui sono associati strumenti derivati; queste ultime sono valutate al *fair value* con imputazione degli effetti della variazione a conto economico, anziché tra le riserve di patrimonio netto (cd. *fair value option*), al fine di assicurare la simmetria con la rappresentazione a conto economico delle variazioni del *fair value* del derivato.
Il *fair value* degli strumenti finanziari è stimato sulla base delle quotazioni di mercato ovvero, in loro assenza, sulla base di adeguate tecniche di valutazione che utilizzano variabili finanziarie aggiornate e utilizzate dagli operatori di mercato nonché, ove possibile, tenendo conto dei prezzi rilevati in transazioni recenti su strumenti finanziari similari. Gli interessi maturati e i dividendi deliberati relativi ad attività finanziarie valutate al *fair value* sono rilevati per competenza economica rispettivamente alle voci "Proventi (oneri) finanziari" e "Proventi (oneri) su partecipazioni". Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni (es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento. I crediti sono iscritti al costo ammortizzato (v. punto successivo "Attività finanziarie"). Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando il diritto a ricevere i flussi di cassa è trasferito unitamente a tutti i rischi e benefici associati alla proprietà.
Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, differenti dai lavori in corso su ordinazione, sono iscritte al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro ven-

dita nel normale svolgimento dell'attività. Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale; quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.
I lavori in corso su ordinazione sono valutati sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost*). Gli acconti versati dai committenti sono detratti dal valore delle rimanenze nei limiti dei corrispettivi maturati; la parte eccedente il valore delle rimanenze è iscritta nelle passività. Le perdite derivanti dalla chiusura delle commesse sono rilevate interamente nell'esercizio in cui sono previste. I lavori in corso su ordinazione non fatturati i cui corrispettivi sono pattuiti in moneta diversa dall'euro sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con imputazione degli effetti a conto economico.
Gli strumenti di copertura sono indicati al punto "Strumenti derivati".

☐ Attività non correnti

Attività materiali[2]

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto. In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e la bonifica dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicati al punto "Fondi per rischi e oneri"[3].
Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.
I beni assunti in *leasing* finanziario, ovvero relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un *leasing* finanziario prevedono il trasferimento sostanziale dei benefici e rischi della proprietà, sono iscritti al *fair value* al netto dei contributi di spettanza del conduttore, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il *leasing*, tra le attività materiali in contropartita al debito finanziario verso il locatore e ammortizzati secondo i criteri di seguito indicati. Quando non vi è la ragionevole certezza di esercitare il diritto di riscatto, l'ammortamento è effettuato nel periodo più breve tra la durata della locazione e la vita utile del bene.
I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale.
Le attività materiali, a partire dal momento in cui inizia o avrebbe dovuto iniziare l'utilizzazione del bene, sono ammortizzate sistematicamente a quote costanti lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa. Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla cessione che sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il loro *fair value* al netto degli oneri di dismissione.
I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.
I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.
Quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione del valore delle attività materiali, la loro recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. In assenza di un accordo di vendita vincolante, il *fair value* è stimato sulla base dei valori espressi da un mercato attivo, da transazioni recenti ovvero sulla base delle migliori informazioni disponibili per riflettere l'ammontare che l'impresa potrebbe ottenere dalla vendita del bene. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa atte-

(2) I criteri relativi alla rilevazione e valutazione delle attività minerarie sono indicati al punto "Attività minerarie".
(3) Queste passività riguardano essenzialmente il settore Exploration & Production; tenuto conto dell'indeterminatezza del momento temporale di abbandono degli *asset*, che impedisce di stimare i relativi costi attualizzati di abbandono, i costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali dei settori Refining & Marketing, Gas & Power e Petrolchimica sono rilevati quando è determinabile la data dell'effettivo sostenimento dell'onere e l'ammontare dell'obbligazione può essere attendibilmente stimato. Al riguardo Eni valuta periodicamente le condizioni di svolgimento dell'attività al fine di verificare il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze ed eventi che possano comportare la necessità di rilevare costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali dei settori Refining & Marketing, Gas & Power e Petrolchimica.

si derivanti dall'uso del bene e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e documentabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile del bene, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. I flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) sono determinati sulla base della stima dei prezzi a termine desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del *management* Eni per gli anni successivi. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che tiene conto del rischio implicito nei settori di attività in cui opera l'impresa. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dall'utilizzo continuativo (cd. *cash generating unit*). Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico come rivalutazione (ripristino di valore). La rivalutazione è effettuata al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state stanziate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché l'avviamento, quando acquisito a titolo oneroso. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dall'avviamento; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile a un diritto legale o contrattuale, oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri.
Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.
Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui le attività saranno utilizzate dall'impresa; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata adottando i criteri indicati al punto "Attività materiali".
L'avviamento e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento all'avviamento, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include l'avviamento stesso. Quando il valore di iscrizione della *cash generating unit* comprensivo dell'avviamento a essa attribuito è superiore al valore recuperabile, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria all'avviamento fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto all'avviamento è rilevata pro-quota al valore di libro degli *asset* che costituiscono la *cash generating unit*. Le svalutazioni dell'avviamento non sono oggetto di ripristino di valore[4]. L'avviamento negativo è rilevato a conto economico.
I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività è in grado di produrre benefici economici futuri.

Attività mineraria[5]

ACQUISIZIONE DI TITOLI MINERARI

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve probabili, riserve possibili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.
I costi del potenziale esplorativo, rappresentati dai costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (*bonus* di firma), sono rilevati alla voce "Attività immateriali" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione previsto in contratto. Se l'esplorazione è abbandonata, il costo residuo è rilevato a conto economico.
I costi di acquisizione delle riserve certe, delle riserve probabili e delle riserve possibili sono rilevati all'attivo patrimoniale. I costi

(4) La svalutazione non è oggetto di storno anche nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.
(5) I principi contabili internazionali non stabiliscono criteri specifici di rilevazione e valutazione delle attività minerarie. Eni ha mantenuto i criteri di rilevazione e valutazione delle attività di esplorazione e valutazione delle risorse minerarie adottati precedentemente all'introduzione degli *IFRS*, come consentito dall'*IFRS* 6 "Esplorazione e valutazione delle risorse minerarie".

delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo dell'unità di prodotto *(UOP)*, come indicato al successivo punto "Sviluppo", considerando sia le riserve sviluppate, sia quelle non sviluppate. I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di esplorazione; in caso di esito negativo, sono rilevati a conto economico.

ESPLORAZIONE

I costi sostenuti per accertare l'esistenza di un nuovo giacimento, sia prima dell'acquisizione dei titoli minerari, sia successivamente alla stessa (prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, perforazione di pozzi esplorativi, acquisizione di dati sismici rilevati da terzi, etc.), sono rilevati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti.

SVILUPPO

I costi di sviluppo sostenuti per l'accertamento di riserve certe e la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati, prevalentemente, con il metodo *UOP* perché la loro vita utile è strettamente correlata alle disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Secondo tale metodo, i costi residui al termine di ciascun trimestre sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate.

I costi relativi ai pozzi di sviluppo con esito minerario negativo o incidentati sono rilevati a conto economico come minusvalenze da radiazione.

Le svalutazioni e le rivalutazioni dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

PRODUZIONE

I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, trasporto, etc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

PRODUCTION SHARING AGREEMENT E CONTRATTI DI *BUY-BACK*

Le riserve relative ai *Production Sharing Agreement* e ai contratti di *buy-back* sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (*cost oil*) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate non destinate al rimborso dei costi sostenuti dal contrattista (*profit oil*). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni di spettanza (*cost oil* e *profit oil*) sono rilevati per competenza economica, i costi sostenuti relativi all'attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in precedenza.

CHIUSURA E ABBANDONO DEI POZZI

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo *UOP*.

Contributi

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono. I contributi in conto esercizio sono rilevati a conto economico.

Attività finanziarie

PARTECIPAZIONI

Le partecipazioni in imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, in imprese controllate congiuntamente e in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto[6]. Quando non si producono effetti significativi sulla situazione

(6) Nel caso di assunzione di un collegamento (controllo congiunto) in fasi successive, la partecipazione è iscritta per l'importo corrispondente a quello derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto come se lo stesso fosse stato applicato sin dall'origine; l'effetto della "rivalutazione" del valore di iscrizione delle quote di partecipazione detenute antecedentemente all'assunzione del collegamento (controllo congiunto) è rilevato a patrimonio netto.

patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, le imprese controllate congiuntamente e le imprese collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni valutate al costo sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi/oneri su partecipazioni".
Le altre partecipazioni iscritte tra le attività non correnti sono valutate al *fair value* con imputazione degli effetti alla voce di patrimonio netto "Altre riserve"; la riserva è rilevata a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Quando il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, le partecipazioni sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino[7].
Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il patrimonio netto è rilevato in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.

CREDITI E ATTIVITÀ FINANZIARIE DA MANTENERSI SINO ALLA SCADENZA
I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono iscritti al costo rappresentato dal *fair value* del corrispettivo iniziale dato in cambio, incrementato dei costi di transazione (es. commissioni, consulenze, etc.). Il valore di iscrizione iniziale è successivamente rettificato per tener conto dei rimborsi in quota capitale, delle eventuali svalutazioni e dell'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore di iscrizione iniziale; l'ammortamento è effettuato sulla base del tasso di interesse interno effettivo rappresentato dal tasso che rende uguali, al momento della rilevazione iniziale, il valore attuale dei flussi di cassa attesi e il valore di iscrizione iniziale (cd. metodo del costo ammortizzato). In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività correnti"), l'accantonamento per la svalutazione è determinato confrontando il relativo valore di iscrizione con il valore attuale dei flussi di cassa attesi attualizzati al tasso di interesse effettivo definito al momento della rilevazione iniziale. Gli effetti economici della valutazione al costo ammortizzato sono rilevati alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

☐ Passività finanziarie

I debiti sono rilevati con il metodo del costo ammortizzato (v. punto precedente "Attività finanziarie").

☐ Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza. Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente. Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura del periodo. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando al tasso medio del debito dell'impresa i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".
Quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività a cui si riferisce; l'imputazione a conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento.
I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.
I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono rilevate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento ovvero, quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), in contropartita all'attività a cui si riferisce.
Nelle note al bilancio consolidato sono illustrate le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili, ma non probabili, derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso.

(7) La svalutazione non è oggetto di storno anche nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

Benefici per i dipendenti

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti". Nei programmi a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.
La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza di esercizio coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici; la valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.
Gli utili e le perdite attuariali relative a programmi a benefici definiti derivanti da variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o da modifiche delle condizioni del piano sono rilevati pro-quota a conto economico, per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al programma, se e nei limiti in cui il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente eccede il maggiore valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al programma e il 10% del *fair value* delle attività al suo servizio (cd. metodo del corridoio).
Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali ovvero da una modifica delle caratteristiche del beneficio sono rilevati interamente a conto economico.

Azioni proprie

Le azioni proprie sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

Ricavi e costi

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di servizi sono rilevati quando si verifica l'effettivo trasferimento dei rischi e dei vantaggi rilevanti tipici della proprietà o al compimento della prestazione. Relativamente ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide:
- per i greggi, generalmente con la spedizione;
- per il gas naturale, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite, generalmente con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, generalmente con la spedizione.

I ricavi sono riconosciuti al momento della spedizione quando a quella data i rischi di perdita sono trasferiti all'acquirente.
I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti in proporzione alla quantità prodotta di spettanza (*entitlement method*); i ricavi e i costi connessi al ritiro di quantità inferiori o superiori rispetto alle quote di spettanza sono valorizzati ai prezzi correnti alla chiusura del periodo.
Gli stanziamenti di ricavi relativi a servizi parzialmente resi sono rilevati per il corrispettivo maturato, sempreché sia possibile determinarne attendibilmente lo stadio di completamento e non sussistano incertezze di rilievo sull'ammontare e sull'esistenza del ricavo e dei relativi costi; diversamente sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti recuperabili.
I corrispettivi maturati nel periodo relativi ai lavori in corso su ordinazione sono iscritti sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost*). Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (*claims*) derivanti, ad esempio, da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.
I ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse. Le permute tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi e costi.
I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.
I costi relativi alle quote di emissione, determinati sulla base della media dei prezzi esistenti sulle principali borse europee alla chiusura dell'esercizio, sono rilevati limitatamente alla quota di emissioni di anidride carbonica eccedenti le quote assegnate; i proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione.
I canoni relativi a *leasing* operativi sono rilevati a conto economico lungo la durata del contratto.

I costi per il personale includono, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono, le *stock grant* e *stock option* assegnate ai dirigenti. Il costo è determinato con riferimento al *fair value* del diritto assegnato al dirigente alla data di assunzione dell'impegno e non è oggetto di successivo adeguamento; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro rata temporis lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione (cd. *vesting period*)[8]. Il *fair value* delle *stock grant* è rappresentato dal valore corrente dell'azione alla data di assunzione dell'impegno, ridotto del valore attuale dei dividendi attesi nel *vesting period*. Il *fair value* delle *stock option* è rappresentato dal valore dell'opzione determinato applicando adeguate tecniche di valutazione che tengono conto delle condizioni di esercizio del diritto, del valore corrente dell'azione, della volatilità attesa e del tasso d'interesse privo di rischio. Il *fair value* delle *stock grant* e delle *stock option* è rilevato con contropartita alla voce "Altre riserve".
I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

☐ Differenze cambio

I ricavi e i costi relativi a operazioni in moneta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.
Le attività e passività monetarie in moneta diversa da quella funzionale sono convertite nella moneta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura del periodo di riferimento con imputazione dell'effetto a conto economico. Le attività e passività non monetarie in moneta diversa da quella funzionale valutate al costo sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al *fair value* ovvero al valore recuperabile o di realizzo è adottato il cambio corrente alla data di determinazione del valore.

☐ Dividendi

I dividendi sono rilevati alla data di assunzione della delibera da parte dell'assemblea, salvo quando non sia ragionevolmente certa la cessione delle azioni prima dello stacco della cedola.

☐ Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Passività per imposte correnti". I debiti e i crediti tributari per imposte correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.
Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali sulla base delle aliquote e della normativa approvate o sostanzialmente tali per gli esercizi futuri. L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è considerato probabile.
Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le imposte correnti, le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono anch'esse rilevate al patrimonio netto.

☐ Strumenti derivati

Gli strumenti derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. *embedded derivatives*) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al *fair value* stimato secondo i criteri indicati al punto "Attività correnti".
I derivati sono classificati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, è elevata. Quando i derivati di copertura coprono il rischio di variazione del *fair value* degli strumenti oggetto di copertura (*fair value hedge*; es. copertura della variabilità del *fair value*

(8) Per le *stock grant*, periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data in cui le azioni sono assegnate; per le *stock option*, periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data in cui l'opzione può essere esercitata.

di attività/passività a tasso fisso), i derivati sono rilevati al *fair value* con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere le variazioni del *fair value* associate al rischio coperto. Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (*cash flow hedge*; es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del *fair value* dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate a patrimonio netto e successivamente rilevate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Le variazioni del *fair value* dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura sono rilevate a conto economico.
Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di *commodities* stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (cd. *normal sale and normal purchase exemption* o *own use exemption*).

Schemi di bilancio

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti[9] e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura[10].
Il prospetto delle variazioni del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi del periodo, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.
Lo schema di rendiconto finanziario è definito secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile del periodo delle altre componenti di natura non monetaria.

Utilizzo di stime contabili

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, stime basate su esperienze passate e ipotesi considerate ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Di seguito sono indicate le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali perché comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerta. Le modifiche delle condizioni alla base dei giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

Attività mineraria
La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere estratte negli anni futuri nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima. Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste dà la Direzione Aziendale. Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando siano stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Inizialmente tutte le riserve classificate come certe sono categorizzate come riserve certe non sviluppate. Il successivo passaggio da riserve certe non sviluppate a sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza del *first oil*. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.
La produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta dai pozzi e le analisi di giacimento successive possono comportare delle revisioni significative in aumento o in diminuzione. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sui volumi delle riserve certe rispetto alla stima iniziale e, nel caso di *Production Sharing Agreement* e contratti di *buy-back*, sulle produzioni e sulle riserve di spettanza. Conseguentemente, la stima delle riserve potrebbe differire in misura significativa rispetto alle quantità di idrocarburi che saranno effettivamente estratte.
Le stime delle riserve sono utilizzate nella determinazione degli ammortamenti e delle svalutazioni. I tassi di ammortamento delle attività petrolifere in base al metodo *UOP* sono calcolati come rapporto tra la quantità di idrocarburi estratti nel trimestre e le riser-

(9) A partire dall'esercizio 2007 le voci relative alle attività/passività per imposte correnti sono articolate nelle voci attività/passività per imposte sul reddito correnti e attività/passività per altre imposte correnti. I corrispondenti valori dell'esercizio posto a confronto sono stati riclassificati. Negli esercizi precedenti l'informativa relativa alle attività/passività correnti per imposte sul reddito e altre imposte era indicata nelle note al bilancio.
(10) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli *IFRS* sono indicate nella nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi - "Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

ve certe sviluppate a fine trimestre aumentate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa.
Le stime delle riserve sono utilizzate anche nel calcolo dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione. Quanto maggiore è la consistenza delle riserve, tanto minore è la probabilità che le attività siano oggetto di svalutazione.

Svalutazioni
Le attività materiali e immateriali sono svalutate quando eventi o modifiche delle circostanze facciano ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.
Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato e, per gli *asset* minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve certe. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali l'andamento futuro dei prezzi, l'impatto dell'inflazione e dei miglioramenti tecnologici sui costi di produzione, i profili produttivi e le condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale.
La svalutazione è determinata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'utilizzo dell'attività al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.
Nel caso delle attività minerarie, i flussi di cassa attesi sono stimati tenendo conto principalmente delle riserve certe sviluppate e non sviluppate, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. Il livello futuro di produzione è stimato sulla base delle assunzioni relative a una serie di fattori, tra i quali i prezzi futuri degli idrocarburi, i costi di estrazione e di sviluppo, il declino produttivo dei giacimenti, l'offerta e la domanda di idrocarburi e gli sviluppi del quadro normativo.
I flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) sono determinati sulla base della stima dei prezzi a termine desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del *management* Eni per gli anni successivi. Precedentemente, i prezzi del greggio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi utilizzati nella quantificazione dei flussi di cassa erano desunti interamente dalle assunzioni di pianificazione Eni.
L'avviamento e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità dei loro valori di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento all'avviamento, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato (*cash generating unit*) al quale l'avviamento può essere attribuito su base ragionevole e coerente; tale aggregato rappresenta la base sulla quale la Direzione aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento. Quando il valore di iscrizione della *cash generating unit* comprensivo dell'avviamento a essa attribuito è superiore al valore recuperabile, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria all'avviamento fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto all'avviamento è rilevata pro-quota al valore di libro degli *asset* che costituiscono la *cash generating unit*.

Smantellamento e ripristino siti
Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La criticità delle stime contabili degli oneri di smantellamento e di ripristino dipende anche dalla tecnica di contabilizzazione di queste passività il cui valore attuale è inizialmente capitalizzato insieme al costo dell'attività a cui ineriscono in contropartita al fondo rischi. Successivamente il valore del fondo rischi è incrementato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima a seguito di modifiche dei flussi di cassa attesi, della tempistica della loro realizzazione nonché dei tassi di attualizzazione adottati. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizza-

re sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

Business combination

La rilevazione delle operazioni di *business combination* implica l'attribuzione alle attività e passività dell'impresa acquisita della differenza tra il costo di acquisto e il valore netto contabile. Per la maggior parte delle attività e delle passività, l'attribuzione della differenza è effettuata rilevando le attività e le passività al loro *fair value*. La parte non attribuita se positiva è iscritta ad avviamento, se negativa è rilevata a conto economico. Nel processo di attribuzione Eni si avvale delle informazioni disponibili e, per le *business combination* più significative, di valutazioni esterne.

Passività ambientali

Come le altre società del settore Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente.

Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del decreto del Ministro dell'Ambiente n. 471/1999; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Benefici per i dipendenti

I programmi a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, i ritorni attesi sulle attività a servizio dei piani, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di ritiro e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte. Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione che rappresentano i tassi in base ai quali l'obbligazione nei confronti dei dipendenti potrebbe essere effettivamente adempiuta, si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari di elevata qualità (titoli di Stato) e sulle aspettative inflazionistiche dei Paesi interessati; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflattiva di tali costi, e le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili quali la mortalità, il *turnover*, l'invalidità e altro relative alla popolazione degli aventi diritto; (v) il ritorno delle attività a servizio dei piani è determinato sulla base della media ponderata dei rendimenti futuri attesi differenziati per classi di investimento (reddito fisso, *equity*, monetario). Le differenze tra i costi sostenuti e quelli attesi e tra i ritorni effettivi e quelli attesi sulle attività a servizio del piano si verificano normalmente e sono definite utili o perdite attuariali. Gli utili e le perdite attuariali sono rilevate pro-quota a conto economico per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al programma se, e nei limiti in cui, il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente eccede il maggiore valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al programma e il 10% del *fair value* delle attività al suo servizio (cd. metodo del corridoio).

Le ipotesi attuariali sono adottate anche per la determinazione delle obbligazioni relative ai benefici a lungo termine; a tal fine, gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali ovvero delle caratteristiche del beneficio sono rilevati interamente a conto economico.

Fondi

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti e le passività relative ai benefici per i dipendenti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e fiscali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

Riconoscimento dei ricavi nel settore Ingegneria & Costruzioni
I ricavi del *business* Ingegneria & Costruzioni sono riconosciuti sulla base dei corrispettivi pattuiti in proporzione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost*). La stima del margine di commessa atteso (*future gross profit*) identificato come differenza tra i ricavi previsti dal contratto e i costi direttamente imputabili alla commessa è un processo complesso di valutazione che include l'identificazione dei diversi rischi inerenti le attività previste nelle diverse aree geografiche di operatività, le condizioni di mercato e ogni altro elemento utile per quantificare con sufficiente precisione i futuri costi e i tempi attesi per il completamento del progetto. Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (*claims*), derivanti ad esempio da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.

■ Principi contabili di recente emanazione

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo *IASB/IFRIC* e omologati dalla Commissione Europea
Con il regolamento n. 1358/2007 emesso dalla Commissione Europea in data 21 novembre 2007, è stato omologato l'*IFRS 8 "Settori Operativi"*, in sostituzione dell'attuale *IAS 14 "Informativa di settore"*, che prevede la presentazione dell'informativa di settore coerentemente con le modalità adottate dal *management* per l'assunzione delle decisioni operative. Pertanto l'identificazione dei settori operativi avviene sulla base della reportistica interna che è oggetto di regolare analisi da parte del *management* ai fini dell'allocazione delle risorse ai diversi segmenti e dell'analisi delle relative *performance*. Le disposizioni dell'*IFRS 8* sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2009.

Con il regolamento n. 611/2007 emesso dalla Commissione Europea in data 1° giugno 2007, è stata omologata l'interpretazione *IFRIC 11 "IFRS 2 – Operazioni con azioni proprie e del gruppo"* che stabilisce, tra l'altro, i criteri di rilevazione e valutazione da applicare nei bilanci separati delle controllate derivanti dai piani di incentivazione basati su azioni della controllante. Le disposizioni dell'interpretazione sono efficaci a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio a partire dal 1° marzo 2007 (per Eni: bilancio 2008).

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo *IASB/IFRIC* e non ancora omologati dalla Commissione Europea
In data 29 marzo 2007 lo *IASB* ha emesso la versione aggiornata dello *IAS 23 "Oneri finanziari"*, che stabilisce la capitalizzazione degli oneri finanziari sostenuti per l'acquisizione, costruzione o produzione di un bene (che richiede un rilevante periodo di tempo prima di essere pronto per l'uso previsto o la vendita); rispetto all'attuale versione è stata eliminata la possibilità di rilevare detti oneri finanziari a conto economico per competenza. Le disposizioni della nuova versione dello *IAS 23* sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2009.

In data 6 settembre 2007, lo *IASB* ha emesso la versione aggiornata dello *IAS 1 "Presentazione del bilancio"*, introducendo, tra l'altro, l'obbligo di presentazione del prospetto dell'utile complessivo rappresentato dal risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli *IFRS* sono rilevati direttamente a patrimonio netto. Le disposizioni della nuova versione dello *IAS 1* sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2009.

In data 10 gennaio 2008 lo *IASB* ha emesso la versione aggiornata dell'*IFRS 3 "Aggregazioni aziendali"* e dello *IAS 27 "Bilancio consolidato e separato"*. Le nuove disposizioni dell'*IFRS 3* stabiliscono, tra l'altro, l'imputazione a conto economico dei costi accessori connessi con l'operazione di *business combination* nonché la facoltà di rilevare l'intero ammontare dell'avviamento derivante dall'operazione considerando pertanto anche la quota attribuibile alle interessenze di minoranza (cd. *full goodwill method*). Le nuove disposizioni inoltre modificano l'attuale criterio di rilevazione delle acquisizioni in fasi successive prevedendo l'imputazione a conto economico della differenza tra il *fair value* alla data di acquisizione del controllo delle attività nette precedentemente detenute e il relativo valore di iscrizione.
La nuova versione dello *IAS 27* stabilisce, tra l'altro, che gli effetti derivanti dall'acquisizione (cessione) di quote di partecipazioni successivamente all'assunzione del controllo (senza perdita di controllo) sono rilevati a patrimonio netto. Inoltre le nuove disposizioni stabiliscono che nel caso di cessione di parte delle quote di partecipazioni detenute con corrispondente perdita di controllo, la partecipazione mantenuta è adeguata al relativo *fair value* e la rivalutazione concorre alla formazione della plusvalenza (minusvalenza) derivante dall'operazione di cessione.

Le disposizioni delle nuove versioni dell'*IFRS 3* e dello *IAS 27* sono applicabili a partire dagli esercizi che iniziano il, o dopo il, 1° luglio 2009 (per Eni: bilancio 2010).

In data 17 gennaio 2008 lo *IASB* ha emesso la versione aggiornata dell'*IFRS 2 "Pagamenti basati su azioni"*, che specifica i criteri da adottare in caso di annullamento di strumenti di capitale assegnati ai dipendenti nonché la circostanza che l'attribuzione degli strumenti di capitale assegnati può essere subordinata esclusivamente al soddisfacimento di condizioni connesse con l'attività di servizio da parte del dipendente ovvero alle *performance* aziendali. Le disposizioni della nuova versione dell'*IFRS 2* sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2009.

In data 30 novembre 2006 l'*IFRIC* ha emesso l'interpretazione *IFRIC 12 "Service Concession Arrangements"* che definisce i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per gli accordi tra settore pubblico e privato relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione. Le disposizioni dell'*IFRIC 12* sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2008.

In data 28 giugno 2007 l'*IFRIC* ha emesso l'interpretazione *IFRIC 13 "Customer Loyalty Programmes"* che definisce i criteri di rilevazione e valutazione dei programmi di fidelizzazione predisposti dalle imprese a favore dei clienti che attraverso i loro acquisti beneficiano di premi, sconti o assegnazioni gratuite di prodotto. In particolare, l'interpretazione stabilisce l'allocazione di una parte del ricavo conseguito dalla vendita ai punti premio e la loro valorizzazione al relativo *fair value*. Le disposizioni dell'*IFRIC 13* sono efficaci a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° luglio 2008 (per Eni: bilancio 2009).

In data 5 luglio 2007 l'*IFRIC* ha emesso l'interpretazione *IFRIC 14 "The Limit on a Defined Benefit Asset, Minimum Funding Requirements and Their Interaction"* che fornisce una guida per la determinazione e rilevazione di eventuali attività rappresentative degli ammontari eccedenti le passività dei fondi per benefici verso i dipendenti. Inoltre l'interpretazione stabilisce i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per i diritti di rimborso o di riduzioni di future contribuzioni ai piani per benefici verso i dipendenti. Le disposizioni dell'*IFRIC 14* sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2008.

Allo stato Eni sta analizzando i principi e le interpretazioni indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

Note al bilancio consolidato

Attività correnti

1 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 2.114 milioni di euro (3.985 milioni di euro al 31 dicembre 2006) comprendono attività finanziarie originariamente esigibili entro 90 giorni per 415 milioni di euro (240 milioni di euro al 31 dicembre 2006). Le attività finanziarie esigibili entro 90 giorni riguardano essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore. Il decremento di 1.871 milioni di euro è riferito principalmente alla società finanziaria Eni Coordination Center SA (2.686 milioni di euro); questo decremento è stato parzialmente assorbito dall'incremento di Banque Eni SA (526 milioni di euro).

2 Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita

Le altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Partecipazioni		**2.476**
Titoli strumentali all'attività operativa:		
- Titoli quotati emessi dallo Stato italiano	329	229
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari italiani ed esteri	80	27
- Altri titoli non quotati	11	3
	420	**259**
Titoli non strumentali all'attività operativa:		
- Titoli quotati emessi dallo Stato italiano	508	168
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari italiani ed esteri	40	5
- Altri titoli non quotati	4	1
	552	**174**
Totale titoli	**972**	**433**
	972	**2.909**

La voce Partecipazioni di 2.476 milioni di euro riguarda il valore attribuito alla partecipazione del 20% nel capitale sociale di OAO Gazprom Neft, società quotata alla borsa di Londra, acquisita il 4 aprile 2007 in esito all'aggiudicazione dell'asta per il secondo lotto degli *asset* ex-Yukos nell'ambito della relativa procedura di liquidazione. La classificazione in questa voce è stata effettuata in considerazione dell'opzione di acquisto attribuita da Eni a Gazprom sull'intero 20% di OAO Gazprom Neft, esercitabile entro 24 mesi a partire dalla data di aggiudicazione dell'asta, ad un prezzo corrispondente a quello di aggiudicazione, detratti i dividendi e aumentato degli eventuali aumenti di capitale, della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente e dei costi accessori di finanziamento. In applicazione della *fair value option* prevista dallo *IAS 39*, la partecipazione è valutata al *fair value* con imputazione degli effetti della variazione del *fair value* a conto economico, anziché tra le riserve di patrimonio netto, al fine di assicurare la simmetria con la rappresentazione a conto economico del derivato rappresentato dalla relativa *call option*. Pertanto, il valore di iscrizione della partecipazione è pari al suo *fair value*, espresso dalla quotazione di borsa, rettificato del *fair value* attribuito all'opzione di acquisto attribuita a Gazprom e corrisponde al prezzo d'esercizio dell'opzione al 31 dicembre 2007.
I titoli di 433 milioni di euro (972 milioni di euro al 31 dicembre 2006) sono disponibili per la vendita. Il decremento di 539 milioni di euro è riferito principalmente alle estinzioni dei titoli posseduti da Eni SpA (235 milioni di euro) e da Padana Assicurazioni SpA (213 milioni di euro), nonché dalla riclassifica ad Attività destinate alla vendita dei titoli posseduti dalla Padana Assicurazioni SpA (125 milioni di euro). Al 31 dicembre 2006 e al 31 dicembre 2007 Eni non deteneva attività finanziarie negoziabili.

Gli effetti della valutazione al *fair value* dei titoli si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2006	Realizzo a conto economico	Valore al 31.12.2007
Effetto valutazione al *fair value*	8	(6)	2
Passività per imposte differite	2	(2)	
Altre riserve di patrimonio netto	6	(4)	2

Il realizzo a conto economico della riserva derivante dalla valutazione al *fair value* dei titoli di 6 milioni di euro e delle relative passività per imposte differite di 2 milioni di euro è rilevato rispettivamente nei proventi finanziari e nelle imposte sul reddito ed è riferito essenzialmente all'estinzione dei titoli posseduti da Eni SpA (v. nota n. 27 "Patrimonio netto").
I titoli strumentali all'attività operativa di 259 milioni di euro (420 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riguardano titoli a copertura delle riserve tecniche delle società assicurative di Gruppo per 256 milioni di euro (417 milioni di euro al 31 dicembre 2006).
Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.

Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e gli altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Crediti commerciali	15.230	15.609
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	242	357
- strumentali all'attività operativa - quote a breve termine di crediti a lungo termine	4	27
- non strumentali all'attività operativa	143	990
	389	**1.374**
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	100	125
- altri	3.080	3.568
	3.180	**3.693**
	18.799	**20.676**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 935 milioni di euro (874 milioni di euro al 31 dicembre 2006):

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2006	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2007
Crediti commerciali	587	98	(38)	(52)	595
Altri crediti	287	109	(7)	(49)	340
	874	**207**	**(45)**	**(101)**	**935**

I crediti commerciali al 31 dicembre 2007 comprendono la compensazione dei crediti e dei debiti di natura commerciale di Eni North Africa BV verso la National Oil Company (Ente di Stato libico) a seguito degli accordi intervenuti con la controparte (1.798 milioni di euro).
I crediti commerciali comprendono ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione per 156 milioni di euro (70 milioni di euro al 31 dicembre 2006).
I crediti commerciali scaduti e non svalutati ammontano a 1.844 milioni di euro, di cui 999 milioni di euro scaduti da 1 a 90 giorni, 145 milioni di euro scaduti da 3 a 6 mesi, 329 milioni di euro scaduti da 6 a 12 mesi e 371 milioni di euro scaduti da oltre 12 mesi.

Questi crediti riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche e altre controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi, gas naturale e prodotti petrolchimici.
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 384 milioni di euro (246 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riguardano crediti concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per 246 milioni di euro (241 milioni di euro al 31 dicembre 2006) e depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd per 112 milioni di euro. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 990 milioni di euro (143 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riguardano per 898 milioni di euro un deposito di Eni SpA a garanzia dell'esposizione su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*. Maggiori informazioni sono riportate alle note nn. 20 "Altre passività" correnti e 25 "Altre passività" non correnti.
Gli altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Crediti verso:		
- *partner* in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione	1.376	1.699
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	266	386
- compagnie di assicurazione	223	253
	1.865	**2.338**
Acconti per servizi	440	194
Crediti per operazioni di *factoring*	191	182
Altri crediti	684	979
	3.180	**3.693**

I crediti per operazioni di *factoring* di 182 milioni di euro (191 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riguardano la Serfactoring SpA e sono riferiti essenzialmente ad anticipazioni date a fronte di operazioni pro-solvendo e a crediti per operazioni pro-soluto.
Gli altri crediti scaduti e non svalutati ammontano a 537 milioni di euro, di cui 160 milioni di euro scaduti da 1 a 90 giorni, 19 milioni di euro scaduti da 3 a 6 mesi, 97 milioni di euro scaduti da 6 a 12 mesi e 261 milioni di euro scaduti da oltre 12 mesi. Questi crediti riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche.
I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 "Rapporti con parti correlate".
La valutazione al *fair value* dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza.

4 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

	31.12.2006					31.12.2007				
(milioni di euro)	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	436	258		682	1.376	861	299		809	1.969
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	43	20		8	71	74	27		15	116
Lavori in corso su ordinazione			353		353			553		553
Prodotti finiti e merci	2.063	536		62	2.661	1.962	703		17	2.682
Acconti	1		287	3	291			179		179
	2.543	**814**	**640**	**755**	**4.752**	**2.897**	**1.029**	**732**	**841**	**5.499**

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 75 milioni di euro (92 milioni di euro al 31 dicembre 2006):

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2006	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2007
	92	9	(23)	(3)	75

5 Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Imprese italiane	44	634
Imprese estere	72	69
	116	**703**

L'incremento di 590 milioni di euro delle attività per imposte sul reddito correnti relative alle imprese italiane è riferito essenzialmente a Eni SpA e riguarda il versamento di acconti di imposta in misura eccedente rispetto alle imposte dovute per l'esercizio (557 milioni di euro).

6 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Iva	303	376
Accise e imposte di consumo	86	316
Altre imposte e tasse	153	141
	542	**833**

L'incremento delle Accise e imposte di consumo di 230 milioni di euro è riferito essenzialmente a Eni SpA e riguarda il versamento di acconti di imposta in misura eccedente rispetto alle imposte dovute per l'esercizio (235 milioni di euro).

7 Altre attività

Le altre attività si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Fair value su contratti derivati non di copertura	569	629
Fair value su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*	37	10
Fair value su contratti derivati di copertura *fair value hedge*	1	
Altre attività	248	441
	855	**1.080**

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006			31.12.2007		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	*Fair value*	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Interest currency swap	137	1.075	325	170	821	291
Currency swap	46	4.068	1.434	69	1.596	2.881
Altri		38	4	3	18	11
	183	**5.181**	**1.763**	**242**	**2.435**	**3.183**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	66	127	3.266	91	248	3.466
	66	**127**	**3.266**	**91**	**248**	**3.466**
Contratti su merci						
Over the counter	35	85	177	12	75	22
Altri	285	1	850	284	2	1.218
	320	**86**	**1.027**	**296**	**77**	**1.240**
	569	**5.394**	**6.056**	**629**	**2.760**	**7.889**

Il *fair value* dei contratti derivati è stato determinato considerando modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e utilizzando parametri di mercato alla data di chiusura dell'esercizio.

Il *fair value* su contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 10 milioni di euro è relativo ad operazioni di copertura su valute poste in essere dal settore Ingegneria & Costruzioni; gli impegni di acquisto e di vendita a fronte di questi contratti ammontano rispettivamente a 48 e 132 milioni di euro. Al 31 dicembre 2006 il *fair value* su contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 37 milioni di euro era relativo ad operazioni di vendita futura di greggi da parte del settore Exploration & Production; gli impegni a fronte di questi contratti ammontavano a 421 milioni di euro ed erano relativi ad impegni di vendita (maggiori informazioni sono riportate alle note nn. 20 "Altre passività" correnti e 25 "Altre passività" non correnti).

Le variazioni del *fair value* di 27 milioni di euro sono state rilevate in diminuzione delle altre riserve di patrimonio netto. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi".

Le altre attività di 441 milioni di euro (248 milioni di euro al 31 dicembre 2006) comprendono ratei e risconti per prestazioni di servizio anticipate di 297 milioni di euro (65 milioni di euro al 31 dicembre 2006), per affitti e canoni di 21 milioni di euro (20 milioni di euro al 31 dicembre 2006) e per premi assicurativi per 10 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2006).

Attività non correnti

8 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2006									
Terreni	373	16		(3)		57	443	483	40
Fabbricati	1.453	81	(113)	(12)	(5)	38	1.442	3.236	1.794
Impianti e macchinari	36.568	1.858	(4.510)	(197)	(1.586)	3.240	35.373	79.873	44.500
Attrezzature industriali e commerciali	372	130	(120)		(6)	50	426	1.659	1.233
Altri beni	318	82	(78)	(1)	(9)	16	328	1.382	1.054
Immobilizzazioni in corso e acconti	5.929	3.971		(18)	(364)	(3.218)	6.300	6.822	522
	45.013	**6.138**	**(4.821)**	**(231)**	**(1.970)**	**183**	**44.312**	**93.455**	**49.143**
31.12.2007									
Terreni	443	4				151	598	628	30
Fabbricati	1.442	76	(99)	(3)	(3)	(37)	1.376	3.203	1.827
Impianti e macchinari	35.373	1.882	(4.724)	(41)	(1.535)	4.925	35.880	83.123	47.243
Attrezzature industriali e commerciali	426	185	(125)	(1)	(8)	73	550	1.884	1.334
Altri beni	328	86	(83)	(3)	(11)	24	341	1.361	1.020
Immobilizzazioni in corso e acconti	6.300	6.299		(97)	(646)	(464)	11.392	12.044	652
	44.312	**8.532**	**(5.031)**	**(145)**	**(2.203)**	**4.672**	**50.137**	**102.243**	**52.106**

Gli investimenti di 8.532 milioni di euro (6.138 milioni di euro al 31 dicembre 2006) sono riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production (4.925 milioni di euro), Ingegneria & Costruzioni (1.401 milioni di euro), Gas & Power (1.084 milioni di euro) e Refining & Marketing (944 milioni di euro) e comprendono oneri finanziari per 180 milioni di euro (116 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production (105 milioni di euro), Gas & Power (30 milioni di euro) e Refining & Marketing (26 milioni di euro). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 4,4% e il 5,2% (3,3% e il 5,4% al 31 dicembre 2006).
I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Fabbricati	2-10
Impianti e macchinari	2-10
Attrezzature industriali e commerciali	4-33
Altri beni	6-33

Le svalutazioni di 145 milioni di euro riguardano principalmente *asset* minerari del settore Exploration & Production (86 milioni di euro) e un impianto di raffinazione del settore Refining & Marketing (52 milioni di euro). Il valore recuperabile considerato ai fini della determinazione della svalutazione è stato determinato attualizzando i flussi di cassa futuri attesi, prima delle imposte, utilizzando tassi compresi tra l'11,2% e il 12,2% corrispondenti al costo medio ponderato del capitale tenuto conto del rischio implicito nel settore di attività.
Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di 2.203 milioni di euro riguardano principalmente imprese con moneta funzionale dollari USA (2.125 milioni di euro).
Le altre variazioni di 4.672 milioni di euro riguardano principalmente l'acquisizione da parte del settore Exploration & Production dei rami d'azienda relativi ad *asset* minerari nel Golfo del Messico dalla società statunitense Dominion Resources (3.050 milioni di euro) e in Congo dalla società francese Maurel & Prom (1.464 milioni di euro), l'inserimento nell'area di consolidamento della Frigstad Discoverer Invest Ltd a seguito dell'acquisizione da parte del settore Ingegneria & Costruzioni (232 milioni di euro) e la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti del settore Exploration & Production (158

milioni di euro); questi incrementi sono stati parzialmente compensati dalla vendita di attività materiali per 172 milioni di euro, di cui 141 milioni di euro relativi ad *asset* minerari del settore Exploration & Production.
Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a 3.295 e 3.328 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2006 e al 31 dicembre 2007.
Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 54 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2006) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.
I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a 1.195 milioni di euro (1.067 milioni di euro al 31 dicembre 2006).
Gli immobili, impianti e macchinari assunti in *leasing* finanziario ammontano a 42 milioni di euro e riguardano per 29 milioni di euro navi FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production a supporto dell'attività di produzione e trattamento di idrocarburi e per 13 milioni di euro a stazioni di servizio del settore Refining & Marketing.

Attività materiali per settore di attività

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	49.002	54.284
- Gas & Power	22.277	23.137
- Refining & Marketing	11.273	12.421
- Petrolchimica	4.380	4.918
- Ingegneria & Costruzioni	4.363	5.823
- Altre attività	1.967	1.543
- Corporate e società finanziarie	321	344
- Eliminazione utili interni	(128)	(227)
	93.455	**102.243**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	26.000	27.806
- Gas & Power	8.210	8.660
- Refining & Marketing	7.482	7.926
- Petrolchimica	3.308	3.819
- Ingegneria & Costruzioni	2.138	2.310
- Altre attività	1.874	1.461
- Corporate e società finanziarie	145	148
- Eliminazione utili interni	(14)	(24)
	49.143	**52.106**
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	23.002	26.478
- Gas & Power	14.067	14.477
- Refining & Marketing	3.791	4.495
- Petrolchimica	1.072	1.099
- Ingegneria & Costruzioni	2.225	3.513
- Altre attività	93	82
- Corporate e società finanziarie	176	196
- Eliminazione utili interni	(114)	(203)
	44.312	**50.137**

9 Altre immobilizzazioni

Le altre immobilizzazioni di 563 milioni di euro riguardano le immobilizzazioni dedicate al contratto di servizio relativo alle attività minerarie dell'area di Dación, della *branch* venezuelana della controllata Eni Dación BV. Con effetto dal 1° aprile 2006 la compagnia petrolifera di stato venezuelano Petróleos de Venezuela SA (PDVSA) ha comunicato a Eni Dación BV la risoluzione unilaterale del contratto assumendo la conduzione delle attività. Nel febbraio 2008 è stato raggiunto un accordo con le autorità venezuelane per un indennizzo in denaro degli *asset* espropriati da corrispondersi in sette rate annuali. L'indennizzo è esente da imposte ed è prevista la maturazione di interessi a decorrere dalla data dell'accordo. Tenuto conto dell'esenzione fiscale e dell'attua-

lizzazione del valore connessa al pagamento differito, il valore attuale dell'indennizzo è in linea con il valore di libro dell'*asset*, al netto dei fondi ad esso relativi. A seguito dell'accordo raggiunto è stato abbandonato l'arbitrato internazionale iniziato nel 2006.

Rimanenze immobilizzate - Scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Greggio e prodotti petroliferi	1.670	2.015
Gas naturale	157	156
	1.827	**2.171**

Le scorte d'obbligo, detenute principalmente da società italiane (1.688 e 2.008 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2006 e al 31 dicembre 2007) riguardano le quantità minime di greggio, prodotti petroliferi e gas naturale che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2006							
Attività immateriali a vita utile definita							
- Costi per attività mineraria	164	1.337	(1.102)	10	409	1.290	881
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	137	31	(97)	41	112	1.113	1.001
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	746	168	(110)	52	856	2.417	1.561
- Immobilizzazioni in corso e acconti	76	146		(71)	151	156	5
- Altre attività immateriali	157	13	(26)	(3)	141	457	316
	1.280	**1.695**	**(1.335)**	**29**	**1.669**	**5.433**	**3.764**
Attività immateriali a vita utile indefinita							
- Avviamento	1.914			170	2.084		
	3.194	**1.695**	**(1.335)**	**199**	**3.753**		
31.12.2007							
Attività immateriali a vita utile definita							
- Costi per attività mineraria	409	1.682	(1.812)	470	749	1.509	760
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	112	40	(81)	77	148	1.179	1.031
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	856	12	(83)	1	786	2.449	1.663
- Immobilizzazioni in corso e acconti	151	312		(86)	377	381	4
- Altre attività immateriali	141	15	(24)	26	158	572	414
	1.669	2.061	(2.000)	488	2.218	6.090	3.872
Attività immateriali a vita utile indefinita							
- Avviamento	2.084			31	2.115		
	3.753	2.061	(2.000)	519	4.333		

I costi per attività mineraria di 749 milioni di euro riguardano il potenziale esplorativo rilevato a seguito di acquisizione di imprese consolidate e rami d'azienda e i bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari. La voce accoglie anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati interamente nell'esercizio di sostenimento che ammontano a 1.610 milioni di euro (1.028 milioni di euro nell'esercizio 2006).

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di 786 milioni di euro riguardano principalmente i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria (544 milioni di euro) e le concessioni di sfruttamento minerario (204 milioni di euro).
Le altre attività immateriali a vita utile definita di 158 milioni di euro riguardano principalmente i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte della Polimeri Europa SpA (76 milioni di euro) e la stima degli oneri per *social project* da sostenere a fronte degli impegni assunti da Eni SpA con la Regione Basilicata a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri (22 milioni di euro).
I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Costi per attività mineraria	10-33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20-33
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	7-33
Altre immobilizzazioni immateriali	4-25

Le altre variazioni delle attività immateriali a vita utile definita di 488 milioni di euro riguardano principalmente l'acquisizione da parte del settore Exploration & Production di potenziale esplorativo nel Golfo del Messico dalla società statunitense Dominion Resources (470 milioni di euro) e in Congo dalla società francese Maurel & Prom (58 milioni di euro); questo incremento è stato parzialmente compensato dalle differenze passive di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (71 milioni di euro).
L'avviamento di 2.115 milioni di euro riguarda il settore Gas & Power (1.125 milioni di euro, di cui 756 milioni di euro relativi all'acquisto di azioni Italgas SpA a seguito dell'Offerta Pubblica d'Acquisto effettuata nel 2003), il settore Ingegneria & Costruzioni (746 milioni di euro, di cui 711 milioni di euro relativi all'acquisto di Bouygues Offshore SA, ora Saipem SA), il settore Exploration & Production (158 milioni di euro, di cui 153 milioni di euro relativi all'acquisizione di Lasmo Plc, ora Eni Lasmo Plc) e il settore Refining & Marketing (86 milioni di euro).
Ai fini della determinazione del valore recuperabile, l'avviamento relativo all'acquisizione di Italgas SpA e di Bouygues Offshore SA è stato allocato alle seguenti *cash generating unit*:

(milioni di euro)	**31.12.2007**
Italgas SpA	
Mercato gas Italia	706
Mercato gas estero	50
	756
Bouygues Offshore SA	
Onshore	296
Offshore	415
	711

Il valore recuperabile delle *cash generating unit* è determinato sulla base del valore d'uso, ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati con riferimento al più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile. Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del *management* Eni per gli anni successivi. I flussi di cassa, prima delle imposte, sono stati attualizzati utilizzando tassi compresi tra il 4,9% e il 13,1% corrispondenti al costo medio ponderato del capitale tenuto conto del rischio implicito nel settore di attività. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini reali compreso tra lo 0% e il 2%. Le assunzioni adottate sono basate sull'esperienza passata e tengono conto dell'attuale livello dei tassi di interesse.
Le altre variazioni relative all'avviamento di 31 milioni di euro comprendono l'attribuzione ad avviamento della differenza tra il prezzo pagato per l'acquisto di azioni proprie da parte di Snam Rete Gas SpA e il patrimonio netto acquisito a seguito dell'aumento dell'interessenza Eni (139 milioni di euro) e, in diminuzione, la riclassifica ad Attività destinate alla vendita e la cessione dell'avviamento allocato rispettivamente su Gaztransport et Technigaz SAS (81 milioni di euro) e su Camom SA (13 milioni di euro) a seguito dell'acquisizione di Bouygues Offshore SA e le differenze negative di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (14 milioni di euro).

12 Partecipazioni

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Saldo finale
31.12.2006								
Partecipazioni in imprese controllate	146	4	15	(8)	(8)	(6)	1	144
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	2.322	33	516	(26)	(302)	(79)	42	2.506
Partecipazioni in imprese collegate	1.422	1	356	(2)	(440)	(31)	(70)	1.236
	3.890	**38**	**887**	**(36)**	**(750)**	**(116)**	**(27)**	**3.886**
31.12.2007								
Partecipazioni in imprese controllate	144	4	10	(2)	(9)	(6)		141
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	2.506	1.109	481	(130)	(351)	(173)	(132)	3.310
Partecipazioni in imprese collegate	1.236	813	415	(3)	(220)	(42)	(11)	2.188
	3.886	**1.926**	**906**	**(135)**	**(580)**	**(221)**	**(143)**	**5.639**

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 1.926 milioni di euro riguardano principalmente: (i) la sottoscrizione dell'aumento del capitale sociale di Artic Russia BV (1.041 milioni di euro; quota Eni 60%) a seguito dell'acquisizione da parte di OOO SeverEnergia (Artic Russia BV 100%) delle tre società russe – OAO Arctic Gas, OAO Urengoil e OAO Neftegaztechnologiya – in esito all'aggiudicazione dell'asta per il secondo lotto degli *asset* della società in liquidazione Yukos; (ii) l'acquisto del 24,9% di Burren Energy Plc (601 milioni di euro); (iii) l'acquisto del 16,1% di Ceska Rafinerska AS (211 milioni di euro); (iv) la sottoscrizione dell'aumento del capitale sociale di Enirepsa Gas Ltd (42 milioni di euro).

Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto di 906 milioni di euro riguardano principalmente la Galp Energia SGPS SA (255 milioni di euro), la Unión Fenosa Gas SA (181 milioni di euro), la United Gas Derivatives Co (79 milioni di euro), la EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (64 milioni di euro), la Trans Austria Gasleitung GmbH (43 milioni di euro), la Blue Stream Pipeline Co BV (39 milioni di euro), la Supermetanol CA (34 milioni di euro) e la Gaztransport et Technigaz SAS (31 milioni di euro).

Le minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto di 135 milioni di euro riguardano principalmente la Artic Russia BV (63 milioni di euro), la Enirepsa Gas Ltd (35 milioni di euro) e la Starstroi Llc (15 milioni di euro).

Il decremento per dividendi di 580 milioni di euro è riferito principalmente a Unión Fenosa Gas SA (173 milioni di euro), a Galp Energia SGPS SA (126 milioni di euro), a EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (42 milioni di euro), a United Gas Derivatives Co (40 milioni di euro), a Supermetanol CA (36 milioni di euro), a Trans Austria Gasleitung GmbH (28 milioni di euro), a Gaztransport et Technigaz SAS (28 milioni di euro) e ad Azienda Energia e Servizi Torino SpA (17 milioni di euro).

Le altre variazioni di 143 milioni di euro comprendono la cessione di Haldor Topsøe AS (69 milioni di euro) e la riclassifica ad attività destinate alla vendita di Fertilizantes Nitrogenados de Oriente (89 milioni di euro) e di Gaztransport et Technigaz SAS (33 milioni di euro).

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2007 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2007" che costituisce parte integrante delle presenti note.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto di 5.639 milioni di euro (3.886 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riguarda le seguenti imprese:

	31.12.2006		31.12.2007	
(milioni di euro)	Valore netto	% di possesso dell'azionista	Valore netto	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate:				
- Eni Btc Ltd	46	100,00	42	100,00
- Altre (*)	98		99	
	144		**141**	
Imprese a controllo congiunto:				
- Artic Russia BV			925	60,00
- Unión Fenosa Gas SA	503	50,00	507	50,00
- Blue Stream Pipeline Co BV	293	50,00	298	50,00
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	234	50,00	256	50,00
- Azienda Energia e Servizi Torino SpA	165	49,00	162	49,00
- Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	157	49,00	154	49,00
- Toscana Energia SpA	111	48,72	133	49,38
- Raffineria di Milazzo ScpA	171	50,00	126	50,00
- Trans Austria Gasleitung GmbH	81	89,00	96	89,00
- Super Octanos CA	97	49,00	90	49,00
- Lipardiz - Construçao de Estruturas Maritimas Lda	97	50,00	88	50,00
- Supermetanol CA	90	34,51	78	34,51
- Unimar Llc	70	50,00	71	50,00
- FPSO Mystras - Produçao de Petroleo Lda	63	50,00	58	50,00
- Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50	50,00	47	50,00
- Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	46	49,00	41	49,00
- Transitgas AG	31	46,00	30	46,00
- CMS&A Wll	27	20,00	22	20,00
- Altergaz SA			18	27,80
- Saibos Akogep Snc	38	70,00	5	70,00
- Haldor Topsøe AS	71	50,00		
- Altre (*)	111		105	
	2.506		**3.310**	
Imprese collegate:				
- Galp Energia SGPS SA	782	33,34	911	33,34
- Burren Energy Plc			592	24,90
- Ceska Rafinerska AS			325	32,44
- United Gas Derivatives Co	117	33,33	140	33,33
- ACAM Gas SpA	45	49,00	45	49,00
- Distribuidora de Gas del Centro SA	37	31,35	33	31,35
- Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	88	20,00		
- Gaztransport et Technigaz SAS	29	30,00		
- Altre (*)	138		142	
	1.236		**2.188**	
	3.886		**5.639**	

(*) Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.

I valori netti contabili delle imprese controllate e collegate comprendono differenze tra il prezzo di acquisto e il patrimonio netto contabile di 661 milioni di euro riferite principalmente a Unión Fenosa Gas SA (195 milioni di euro), a EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (193 milioni di euro), a Galp Energia SGPS SA (106 milioni di euro), a Ceska Rafinerska AS (97 milioni di euro) ed a Azienda Energia e Servizi Torino SpA (69 milioni di euro).

Il valore di mercato relativo alle società quotate in borsa è il seguente:

	Numero di azioni	% di possesso	prezzo delle azioni (euro)	valore di mercato (milioni di euro)
Galp Energia SGPS SA	276.472.160	33,34	18,39	5.084
Burren Energy Plc	35.136.033	24,90	16,60	583
Altergaz SA	750.892	27,80	24,00	18

Sulle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 135 milioni di euro (154 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riferito principalmente alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Polimeri Europa Elastomères France SA (in liquidazione)	50	50
Charville - Consultores e Serviços Lda	37	31
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	31	28
Southern Gas Constructors Ltd	9	14
Geopromtrans Llc	19	
Altre	8	12
	154	**135**

Altre partecipazioni

Le altre partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Acquisizioni e sottoscrizioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2006							
Imprese controllate	41			(20)	21	49	28
Imprese collegate	9				9	10	1
Altre imprese	371	4	(31)	(14)	330	332	2
	421	**4**	**(31)**	**(34)**	**360**	**391**	**31**
31.12.2007							
Imprese controllate	21	3	(1)	2	25	36	11
Imprese collegate	9			1	10	11	1
Altre imprese	330	190	(36)	(47)	437	443	6
	360	**193**	**(37)**	**(44)**	**472**	**490**	**18**

Le imprese controllate e collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Le altre imprese sono valutate, essenzialmente, al costo rettificato per perdite di valore perché non è attendibilmente determinabile il loro *fair value*.

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 193 milioni di euro riguardano essenzialmente l'acquisto del 13,6% di Angola LNG Ltd e Angola LNG Supply Services Llc (190 milioni di euro).

Il valore netto delle altre partecipazioni di 472 milioni di euro (360 milioni di euro al 31 dicembre 2006) è riferito alle seguenti imprese:

	31.12.2006		31.12.2007	
(milioni di euro)	Valore netto	% possesso	Valore netto	% possesso
Imprese controllate (*)	21		25	
Imprese collegate	9		10	
Altre imprese:				
- Angola LNG Ltd			175	13,60
- Darwin LNG Pty Ltd	108	12,04	87	10,99
- Nigeria LNG Ltd	90	10,40	80	10,40
- Ceska Rafinerska AS	31	16,33		
- Altre (*)	101		95	
	330		**437**	
	360		**472**	

(*) Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.

Sulle altre partecipazioni è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 28 milioni di euro (30 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riferito principalmente alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Caspian Pipeline Consortium R - Closed Joint Stock Company	27	25
Altre	3	3
	30	**28**

Altre informazioni sulle partecipazioni

I valori relativi all'ultimo bilancio disponibile delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate, in proporzione alla percentuale di possesso, sono i seguenti:

	31.12.2006			31.12.2007		
(milioni di euro)	Imprese controllate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate	Imprese controllate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate
Totale attività	1.315	7.906	2.998	1.247	7.781	4.252
Totale passività	1.182	5.466	1.753	1.111	4.526	2.061
Ricavi netti	71	5.536	4.905	99	4.667	5.134
Utile operativo	(1)	790	454	14	674	502
Utile dell'esercizio	3	465	351	14	318	410

Il totale attività e il totale passività relativi alle imprese controllate di 1.247 e 1.111 milioni di euro (1.315 e 1.182 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riguardano le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi per 873 e 873 milioni di euro (900 milioni di euro e 900 milioni di euro al 31 dicembre 2006).

13 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	532	677
- non strumentali all'attività operativa	252	225
	784	**902**
Titoli:		
- strumentali all'attività operativa	21	21
	21	**21**
	805	**923**

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione di 24 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2006).
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 677 milioni di euro (532 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (512 milioni di euro) e Gas & Power (87 milioni di euro). L'incremento di 145 milioni di euro è riferito essenzialmente al settore Exploration & Production (157 milioni di euro) e comprende differenze passive di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 82 milioni di euro. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 225 milioni di euro (252 milioni di euro al 31 dicembre 2006) si riferiscono a un deposito vincolato di Eni Lasmo Plc a garanzia di un prestito obbligazionario (246 milioni di euro al 31 dicembre 2006).
I crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a 821 milioni di euro (693 milioni di euro al 31 dicembre 2006).
I crediti con scadenza oltre i 5 anni ammontano a 509 milioni di euro (396 milioni di euro al 31 dicembre 2006).
I titoli di 21 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2006) si intendono da mantenere fino alla scadenza e sono emessi dallo Stato italiano.
I titoli hanno scadenza superiore ai 5 anni.
Il valore di mercato dei crediti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra il 3,8% e il 6,0% (3,6% e 5,6% al 31 dicembre 2006). Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.
La valutazione al *fair value* dei crediti finanziari e dei titoli non produce effetti significativi.

14 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di 3.526 milioni di euro (4.028 milioni di euro al 31 dicembre 2006).

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2006	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2007
	1.725	1.273	(1.724)	(219)	860	1.915

Le altre variazioni di 860 milioni di euro comprendono la minore compensazione, a livello di singola impresa, delle attività per imposte anticipate con le passività per imposte differite (502 milioni di euro) e la rilevazione in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* (378 milioni di euro). Maggiori informazioni sono riportate alle note nn. 20 "Altre passività" correnti e 25 "Altre passività" non correnti.
L'analisi delle attività per imposte anticipate è indicata alla nota n. 24 "Passività per imposte differite".

15 Altre attività

Le altre attività si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana		
- per crediti d'imposta sul reddito	501	486
- per interessi su crediti d'imposta	322	325
- per crediti Iva	37	42
- per altri rapporti	13	11
	873	**864**
- Amministrazioni finanziarie estere	30	30
	903	**894**
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	2	7
- altri	83	197
	85	**204**
Altre attività	6	12
	994	**1.110**

Passività correnti

16 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Banche	3.178	4.070
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito		3.176
Altri finanziatori	222	517
	3.400	**7.763**

L'incremento di 4.363 milioni di euro delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente al saldo netto tra le nuove assunzioni e i rimborsi (4.850 milioni di euro), alla variazione dell'area di consolidamento (98 milioni di euro) e, in diminuzione, alle differenze passive di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (583 milioni di euro). I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di 3.176 milioni di euro riguardano l'emissione di *commercial paper* da parte della società finanziaria Eni Coordination Center SA.
L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Euro	3.119	5.453
Dollaro USA	161	1.591
Altre valute	120	719
	3.400	**7.763**

Il tasso di interesse medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è del 3,9% e del 4,9%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2006 e 2007.
Al 31 dicembre 2007 Eni dispone di linee di credito *committed* e *uncommitted* non utilizzate rispettivamente per 5.006 e 6.298 milioni di euro (rispettivamente 5.896 e 6.523 milioni di euro al 31 dicembre 2006). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

17 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Debiti commerciali	10.528	11.092
Acconti e anticipi	1.362	1.483
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	1.166	1.301
- altri	2.939	3.240
	4.105	**4.541**
	15.995	**17.116**

I debiti commerciali al 31 dicembre 2007 comprendono la compensazione dei debiti e dei crediti di natura commerciale di Eni North Africa BV verso la National Oil Company (Ente di Stato libico) a seguito degli accordi intervenuti con la controparte (1.798 milioni di euro).
Gli acconti e anticipi di 1.483 milioni di euro (1.362 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riguardano acconti eccedenti il valore dei lavori in corso su ordinazione eseguiti per 672 milioni di euro (884 milioni di euro al 31 dicembre 2006), anticipi per lavori in corso su ordinazione per 324 milioni di euro (197 milioni di euro al 31 dicembre 2006) nonché altri acconti e anticipi per 487 milioni di euro (281 milioni di euro al 31 dicembre 2006). Gli acconti e gli anticipi per lavori in corso su ordinazione riguardano il settore Ingegneria & Costruzioni.

Gli altri debiti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Debiti verso:		
- *partner* in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione	1.146	1.624
- fornitori per attività di investimento	923	1.015
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	274	397
- personale	336	257
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	339	226
	3.018	**3.519**
Altri debiti	1.087	1.022
	4.105	**4.541**

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 "Rapporti con parti correlate".
La valutazione al *fair value* dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

18 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Imprese italiane	158	247
Imprese estere	1.482	1.441
	1.640	**1.688**

Le imposte sul reddito delle imprese italiane comprendono l'effetto fiscale positivo, rilevato in contropartita alle riserve di patrimonio netto, correlato alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* (492 milioni di euro). Maggiori informazioni sono riportate alle note nn. 20 "Altre passività" correnti e 25 "Altre passività" non correnti.

19 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Accise e imposte di consumo	683	804
Altre imposte e tasse	507	579
	1.190	**1.383**

20 Altre passività

Le altre passività si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Fair value su contratti derivati non di copertura	395	412
Fair value su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*	40	911
Altre passività	199	233
	634	**1.556**

Il *fair value* su contratti derivati non di copertura si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006			31.12.2007		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	*Fair value*	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Currency swap	11	928	363	63	2.096	296
Interest currency swap	19	133	124	5	140	
Altri	2	69	1	7	76	1
	32	**1.130**	**488**	**75**	**2.312**	**297**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	30	1.077	1.045	24	722	401
	30	**1.077**	**1.045**	**24**	**722**	**401**
Contratti su merci						
Over the counter	52	568	67	12	49	58
Altri	281	855	75	301	1.187	28
	333	**1.423**	**142**	**313**	**1.236**	**86**
	395	**3.630**	**1.675**	**412**	**4.270**	**784**

Il *fair value* dei contratti derivati è stato determinato considerando modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e utilizzando parametri di mercato alla data di chiusura dell'esercizio.

Il *fair value* su contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 911 milioni di euro (40 milioni di euro al 31 dicembre 2006) è relativo a contratti con scadenza 2008 posti in essere dal settore Exploration & Production per stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 in considerazione delle acquisizioni di *asset* in produzione, in sviluppo e in fase esplorativa realizzate nel 2007 nell'*onshore* del Congo dalla società francese Maurel & Prom e nel Golfo del Messico dalla società Dominion Resources. La variazione del *fair value* di 871 milioni di euro è stata rilevata in diminuzione delle altre riserve del patrimonio netto per 878 milioni di euro, a conto economico alla voce "oneri finanziari" per 16 milioni di euro in quanto inefficaci ai fini della copertura (componente *time value*) e ad incremento delle riserve per differenze cambio da conversione per 23 milioni di euro. La rilevazione del *fair value* a stato patrimoniale e a conto economico dei contratti con scadenza 2009-2011 è indicata tra le passività non correnti nella nota n. 25 "Altre passività". Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura *cash flow hedge* ammontano rispettivamente a 1.399 e 1.977 milioni di euro (rispettivamente 4 e 525 milioni di euro al 31 dicembre 2006).

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi".

Passività non correnti

Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito indicate con le relative scadenze:

(milioni di euro)

		Al 31 dicembre		Scadenza a lungo termine					
Tipo	Scadenza	2006	2007	Scad. 2008	2009	2010	2011	2012	Oltre	Totale
Verso banche:										
mutui ordinari	2008-2022	2.298	6.073	159	607	423	121	4.106	657	5.914
mutui a tasso agevolato	2008-2013	13	9	2	1	2	2	1	1	7
		2.311	**6.082**	**161**	**608**	**425**	**123**	**4.107**	**658**	**5.921**
Obbligazioni ordinarie	2008-2037	5.097	5.386	263	324	919	167	30	3.683	5.123
Altri finanziatori	2008-2020	891	599	313	118	12	28	12	116	286
		8.299	**12.067**	**737**	**1.050**	**1.356**	**318**	**4.149**	**4.457**	**11.330**

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di 12.067 milioni di euro (8.299 milioni di euro al 31 dicembre 2006) aumentano di 3.768 milioni di euro. L'incremento è dovuto essenzialmente al saldo tra le nuove assunzioni e i rimborsi per 3.885 milioni di euro, alla variazione dell'area di consolidamento relativa all'acquisizione della Frigstad Discoverer Invest Ltd per 170 milioni di euro e, in diminuzione, alle differenze passive di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro e da allineamento al cambio di fine esercizio dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi 312 milioni di euro.

Gli altri finanziatori di 599 milioni di euro riguardano per 37 milioni di euro operazioni di *leasing* finanziario. Il debito residuo, rappresentato dalla sommatoria dei canoni futuri attualizzati utilizzando il tasso di interesse effettivo, la quota interessi e il valore nominale dei canoni futuri, sono di seguito indicati per anno di scadenza:

	Scadenza			
(milioni di euro)	Entro un anno	Da uno a cinque anni	Oltre i cinque anni	Totale
Debito residuo	7	25	5	37
Quota interessi	4	7	4	15
Valore nominale dei canoni futuri	11	32	9	52

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un *rating* non inferiore ad A- (S&P) e A3 (Moodys). Al 31 dicembre 2006 e al 31 dicembre 2007 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a 1.131 milioni di euro e a 1.429 milioni di euro. Inoltre, Saipem SpA e Saipem SA hanno stipulato accordi di finanziamento con banche rispettivamente per 75 e 34 milioni di euro che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati rispettivamente sul bilancio consolidato della Saipem e sul bilancio separato della Saipem SA. Eni e Saipem hanno rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni di 5.386 milioni di euro riguardano titoli relativi al programma di Euro Medium Term Notes per complessivi 4.916 milioni di euro e altri prestiti obbligazionari per complessivi 470 milioni di euro.

L'analisi dei prestiti obbligazionari per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza		Tasso %	
(milioni di euro)					da	a	da	a
Società emittente								
Euro Medium Term Notes								
- Eni SpA	1.500	43	1.543	Euro		2013		4,625
- Eni SpA	1.000	(3)	997	Euro		2017		4,750
- Eni Coordination Center SA	683	4	687	Lira sterlina	2010	2019	4,875	5,125
- Eni SpA	500	16	516	Euro		2010		6,125
- Eni Coordination Center SA	367	8	375	Euro	2008	2015		variabile
- Eni Coordination Center SA	277	5	282	Euro	2008	2024	2,876	5,050
- Eni Coordination Center SA	277	2	279	Yen giapponese	2008	2037	0,810	2,810
- Eni Coordination Center SA	173	2	175	Dollaro USA	2013	2015	4,450	4,800
- Eni Coordination Center SA	31		31	Dollaro USA		2013		variabile
- Eni Coordination Center SA	30	1	31	Franco svizzero		2010		2,043
	4.838	**78**	**4.916**					
Altri prestiti obbligazionari								
- Eni USA Inc	271	3	274	Dollaro USA		2027		7,300
- Eni Lasmo Plc (*)	205	(9)	196	Lira sterlina		2009		10,375
	476	**(6)**	**470**					
	5.314	**72**	**5.386**					

(*) Il prestito obbligazionario è garantito da un deposito bancario vincolato iscritto nelle attività finanziarie non correnti per 225 milioni di euro.

Le obbligazioni che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a 584 milioni di euro e riguardano Eni Coordination Center SA per 388 milioni di euro ed Eni Lasmo Plc per 196 milioni di euro. Nel corso del 2007 sono state emesse nuove obbligazioni per 1.118 milioni di euro da parte di Eni SpA per 997 milioni di euro e di Eni Coordination Center SA per 121 milioni di euro.
Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2006 (milioni di euro)	Tasso medio %	31.12.2007 (milioni di euro)	Tasso medio %
Euro	5.566	4,0	9.973	4,4
Dollaro USA	1.261	7,8	900	8,6
Lira sterlina	1.259	5,9	882	6,2
Yen giapponese	167	1,4	281	1,9
Franco svizzero	46	2,0	31	2,0
	8.299		**12.067**	

Al 31 dicembre 2007 Eni dispone di linee di credito a lungo termine *committed* non utilizzate per 1.400 milioni di euro (520 milioni di euro al 31 dicembre 2006). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.
Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Obbligazioni ordinarie	5.239	5.523
Banche	2.311	6.148
Altri finanziatori	865	719
	8.415	**12.390**

Il valore di mercato è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra il 3,8% e il 6,0% (3,6% e 5,6% al 31 dicembre 2006).
Passività finanziarie per 198 milioni di euro sono garantite da ipoteche e privilegi sui beni immobili di imprese consolidate e da depositi vincolati (231 milioni di euro al 31dicembre 2006).
L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

	31.12.2006			31.12.2007		
(milioni di euro)	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide	3.745		3.745	1.699		1.699
B. Disponibilità liquide equivalenti	240		240	415		415
C. Titoli disponibili per la vendita	552		552	174		174
D. Liquidità (A+B+C)	**4.537**		**4.537**	**2.288**		**2.288**
E. Crediti finanziari	**143**	**252**	**395**	**990**	**225**	**1.215**
F. Passività finanziarie a breve termine verso banche	3.178		3.178	4.070		4.070
G. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	131	2.180	2.311	161	5.921	6.082
H. Prestiti obbligazionari	685	4.412	5.097	263	5.123	5.386
I. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	92		92	131		131
L. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate		16	16		16	16
M. Altre passività finanziarie a breve termine	130		130	3.562		3.562
N. Altre passività finanziarie a lungo termine	74	801	875	313	270	583
O. Indebitamento finanziario lordo (F+G+H+I+L+M+N)	**4.290**	**7.409**	**11.699**	**8.500**	**11.330**	**19.830**
P. Indebitamento finanziario netto (O-D-E)	**(390)**	**7.157**	**6.767**	**5.222**	**11.105**	**16.327**

I titoli disponibili per la vendita di 174 milioni di euro (552 milioni di euro al 31 dicembre 2006) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza strumentali all'attività operativa di 280 milioni di euro (441 milioni di euro al 31 dicembre 2006) relativi per 256 milioni di euro (417 milioni di euro al 31 dicembre 2006) ai titoli a copertura delle riserve tecniche delle società assicurative di Gruppo.
I crediti finanziari di 1.215 milioni di euro (395 milioni di euro al 31 dicembre 2006) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per 384 milioni di euro (246 milioni di euro al 31 dicembre 2006), di cui 246 milioni di euro (241 milioni di euro al 31 dicembre 2006) concessi a imprese controllate non consolidate, a imprese a controllo congiunto e a imprese collegate principalmente per la realizzazione di specifici progetti industriali e 112 milioni di euro relativi a depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd. I crediti finanziari non correnti di 225 milioni di euro (252 milioni di euro al 31 dicembre 2006) si riferiscono a un deposito vincolato di Eni Lasmo Plc a garanzia di un prestito obbligazionario (246 milioni di euro al 31 dicembre 2006).

22 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2006	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2007
Fondo abbandono e ripristino siti	3.724	550	(315)	15	3.974
Fondo rischi ambientali	1.905	356	(353)	(50)	1.858
Fondo rischi per contenziosi	654	146	(77)	(7)	716
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	565		(81)	(66)	418
Fondo per imposte	221	37	(20)	(25)	213
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	184	13	(20)	(14)	163
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	157	17	(18)	(26)	130
Fondo mutua assicurazione *OIL*	108		(27)	(1)	80
Fondo operazioni e concorsi a premio	50	62	(47)		65
Fondo contratti onerosi	100		(50)		50
Fondo oneri relativi a revisione prezzi di vendita	172	24	(172)		24
Altri fondi (*)	774	408	(359)	(28)	795
	8.614	**1.613**	**(1.539)**	**(202)**	**8.486**

(*) Di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro.

Il fondo abbandono e ripristino siti di 3.974 milioni di euro accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (3.884 milioni di euro). Gli accantonamenti di 550 milioni di euro riguardano la rilevazione iniziale e la variazione della stima del fondo rilevati in contropartita alle attività materiali a cui si riferiscono (rispettivamente 60 e 317 milioni di euro) e gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico (173 milioni di euro); il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il 4,2% e il 6,2%. Gli utilizzi di 315 milioni di euro riguardano la variazione della stima del fondo rilevati in contropartita alle attività materiali a cui si riferiscono (207 milioni di euro) e gli utilizzi a fronte oneri (108 milioni di euro). Le altre variazioni di 15 milioni di euro comprendono l'acquisizione da parte del settore Exploration & Production dei rami d'azienda relativi ad *asset* minerari nel Golfo del Messico dalla società statunitense Dominion Resources e in Congo dalla società francese Maurel & Prom (130 milioni di euro) e, in diminuzione, differenze passive di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 155 milioni di euro.
Il fondo rischi ambientali di 1.858 milioni di euro accoglie, prevalentemente, la stima degli oneri relativi a interventi ambientali previsti da norme di legge e regolamenti principalmente nella Syndial SpA (1.362 milioni di euro), nel settore Refining & Marketing (339 milioni di euro) e nel settore Gas & Power (92 milioni di euro). Gli accantonamenti di 356 milioni di euro riguardano principalmente la Syndial SpA (223 milioni di euro) e il settore Refining & Marketing (95 milioni di euro) e comprendono incrementi connessi al trascorrere del tempo per 11 milioni di euro. Gli utilizzi di 353 milioni di euro riguardano

prevalentemente la Syndial SpA (211 milioni di euro) e il settore Refining & Marketing (100 milioni di euro) e comprendono utilizzi di fondi eccedenti per 18 milioni di euro.

Il fondo rischi per contenziosi di 716 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali e contenziosi in genere. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività. Gli accantonamenti di 146 milioni di euro riguardano principalmente la Syndial SpA (79 milioni di euro). Gli utilizzi di 77 milioni di euro comprendono utilizzi di fondi eccedenti per 67 milioni di euro relativi per 46 milioni di euro all'annullamento da parte del Tribunale Amministrativo Regionale della Lombardia di una sanzione comminata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione di 418 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte dei sinistri assicurati dalle compagnie di assicurazione di Gruppo. Le altre variazioni di 66 milioni di euro riguardano per 64 milioni di euro la riclassifica a "Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita" del fondo sinistri e premi della Padana Assicurazioni SpA.

Il fondo per imposte di 213 milioni di euro riguarda principalmente gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi fiscali connessi a incertezze applicative delle norme applicabili a società estere del settore Exploration & Production (158 milioni di euro).

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate di 163 milioni di euro accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate.

Il fondo dismissioni e ristrutturazioni di 130 milioni di euro accoglie principalmente gli oneri previsti dal settore Refining & Marketing (124 milioni di euro) a fronte di siti e attività materiali dismesse. Gli utilizzi di 18 milioni di euro comprendono utilizzi di fondi eccedenti per 2 milioni di euro.

Il fondo mutua assicurazione *OIL* di 80 milioni di euro accoglie gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere. Il fondo è stato stanziato a seguito dell'elevata sinistrosità verificatasi nel 2004 e nel 2005.

Il fondo operazioni e concorsi a premio di 65 milioni di euro si riferisce al settore Refining & Marketing e accoglie gli oneri che si prevede di sostenere a seguito dell'attuazione di campagne promozionali. Gli utilizzi di 47 milioni di euro comprendono utilizzi di fondi eccedenti per 3 milioni di euro.

Il fondo per contratti onerosi di 50 milioni di euro si riferisce essenzialmente alla Syndial SpA e riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso.

Il fondo oneri relativo a revisione prezzi di vendita di 24 milioni di euro riguarda il settore Gas & Power. Gli utilizzi di 172 milioni di euro comprendono utilizzi di fondi eccedenti per 122 milioni di euro relativi essenzialmente all'applicazione del nuovo regime regolatorio introdotto dalla delibera n. 134/2006 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Gli utilizzi degli altri fondi di 359 milioni di euro comprendono utilizzi di fondi eccedenti per 159 milioni di euro.

28 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	608	499
Piani pensione esteri	268	219
Fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni e altri piani medici esteri	100	99
Altri fondi per benefici ai dipendenti	95	118
	1.071	935

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.
L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. L'ammontare dell'accantonamento al TFR, considerato ai fini della determinazione della passività e del costo, è ridotto della parte eventualmente versata a fondi pensione.
A seguito dell'entrata in vigore delle disposizioni della Legge Finanziaria 2007 e relativi decreti attuativi, a partire dal 1° gennaio 2007 il trattamento di fine rapporto maturando sarà destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, potrà rimanere in azienda analogamente a quanto effettuato nei periodi precedenti.
I dipendenti hanno avuto la facoltà di operare la scelta della destinazione del proprio trattamento di fine rapporto fino al 30 giugno 2007. In relazione a ciò, la destinazione delle quote maturande del trattamento di fine rapporto ai fondi pensione ovvero all'INPS comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al trattamento di fine rapporto pregresso continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo ipotesi attuariali.
La modifica della natura dell'istituto ha comportato la necessità di provvedere alla rideterminazione del valore del fondo trattamento di fine rapporto pregresso per effetto della trasformazione del piano da prestazione definita a contribuzione definita. Questo ha comportato il ricalcolo della passività escludendo le retribuzioni future e le relative ipotesi di incremento e considerando l'eventuale aggiornamento delle ipotesi di natura finanziaria per tener conto del momento di trasferimento del TFR ai fondi pensione. Gli effetti positivi della modifica del valore del trattamento di fine rapporto pregresso rilevati a conto economico ammontano a 83 milioni di euro.
I fondi per piani pensione riguardano schemi pensionistici a prestazioni definite adottati da imprese di diritto non italiano presenti principalmente nel Regno Unito, in Nigeria e in Germania. La prestazione è una rendita determinata in base all'anzianità di servizio in azienda e alla retribuzione erogata durante l'ultimo anno di servizio oppure in base alla retribuzione annua media corrisposta in un periodo determinato e antecedente la cessazione del rapporto di lavoro.
L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) e altri piani medici esteri vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.
Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita e i premi di anzianità. I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle *performance* aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e, per quanto riguarda l'Italia, sono erogati in natura.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	TFR	Piani pensione esteri: Passività lorda	Piani pensione esteri: Attività al servizio dei piani	FISDE e altri piani medici esteri	Altri	Totale
2006						
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**653**	**757**	**(359)**	**96**	**37**	**1.184**
Costo corrente	99	18		2	48	167
Oneri finanziari	22	28		3	6	59
Rendimento delle attività al servizio del piano			(24)			(24)
Contributi versati		(3)	(88)			(91)
Utili (perdite) attuariali	(67)	(2)	(3)	(5)	6	(71)
Benefici pagati	(94)	(16)	12	(5)	(2)	(105)
Modifiche del piano		2				2
Riduzioni ed estinzioni del piano		(7)	6			(1)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	1	(6)	16			11
Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio	**614**	**771**	**(440)**	**91**	**95**	**1.131**
2007						
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**614**	**771**	**(440)**	**91**	**95**	**1.131**
Costo corrente	13	13		1	38	**65**
Oneri finanziari	23	32		4	2	**61**
Rendimento delle attività al servizio del piano			(23)			**(23)**
Contributi versati			(126)			**(126)**
Utili (perdite) attuariali	(52)	3	12	1	(1)	**(37)**
Benefici pagati	(64)	(35)	18	(6)	(7)	**(94)**
Modifiche del piano	1	2				3
Riduzioni ed estinzioni del piano	(62)	(201)	201			**(62)**
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	3	36	(4)	1	(9)	**27**
Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio	**476**	**621**	**(362)**	**92**	**118**	**945**

La passività lorda relativa ai piani pensioni esteri di 621 milioni di euro (771 milioni di euro al 31 dicembre 2006) comprende la passività di competenza dei *partner* in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di 112 e 67 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2006 e al 31 dicembre 2007; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare. Gli altri benefici di 118 milioni di euro (95 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riguardano principalmente gli incentivi monetari differiti per 69 milioni di euro (37 milioni di euro al 31 dicembre 2006) e i premi di anzianità per 40 milioni di euro (44 milioni di euro al 31 dicembre 2006).

La riconciliazione delle attività o passività rilevate nei fondi per benefici ai dipendenti si analizza come segue:

	TFR		Piani pensione esteri		FISDE e altri piani medici esteri		Altri	
(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2007	31.12.2006	31.12.2007
Valore attuale delle passività con attività al servizio del piano			605	439				
Valore attuale delle attività al servizio del piano			(440)	(362)				
Valore attuale netto delle passività con attività al servizio del piano			**165**	**77**				
Valore attuale delle passività senza attività al servizio del piano	**614**	**476**	**166**	**182**	**91**	**92**	**95**	**118**
Utili (perdite) attuariali non rilevati	(6)	23	(63)	(33)	9	7		
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate non rilevate				(7)				
Passività netta rilevata nei fondi per benefici ai dipendenti	**608**	**499**	**268**	**219**	**100**	**99**	**95**	**118**

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(milioni di euro)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri	Totale
2006					
Costo corrente	99	18	2	48	167
Oneri finanziari	22	28	3	6	59
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		(24)			(24)
Ammortamento degli utili e perdite attuariali	2	21		5	28
Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano		(1)			(1)
Altri costi	1				1
	124	**42**	**5**	**59**	**230**
2007					
Costo corrente	13	13	1	38	65
Oneri finanziari	23	32	4	2	61
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		(23)			(23)
Ammortamento degli utili e perdite attuariali	1	3			4
Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano	(83)	41			(42)
	(46)	**66**	**5**	**40**	**65**

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

(%)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri
2006				
Tasso di sconto	4,3	3,0 - 13,0	4,5	4,0 - 4,3
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano		3,5 - 13,0		
Tasso tendenziale di crescita dei salari	2,7-4,0	2,0 - 12,0		2,7 - 4,5
Tasso d'inflazione	2,0	1,0 - 10,0	2,0	2,0 - 2,5
2007				
Tasso di sconto	5,35	3,5 - 13,0	5,5	4,8 - 5,4
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano		4,0 - 13,0		
Tasso tendenziale di crescita dei salari	2,7 - 3,0	2,0 - 12,0		2,7 - 4,0
Tasso d'inflazione	2,0	1,0 - 10,0	2,0	2,0

Con riferimento agli istituti italiani sono state adottate le tavole demografiche redatte dalla Ragioneria Generale dello Stato (RG48). Il rendimento atteso delle attività al servizio del piano è stato determinato facendo riferimento alle quotazioni espresse in mercati regolamentati.
Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(%)	Attività al servizio del piano	Rendimento atteso
Titoli	23,3	6,8 - 8,4
Obbligazioni	27,1	3,1 - 10,0
Attività immobiliari	1,7	5,8 - 15,0
Altro	47,9	2,8 - 13,0
Totale	**100**	

Il rendimento effettivo delle attività al servizio del piano è stato di 11 milioni di euro (27 milioni di euro al 31 dicembre 2006).
Con riferimento ai piani medici, gli effetti derivanti da una modifica dell'1% delle ipotesi attuariali dei costi relativi all'assistenza medica sono di seguito indicati:

(milioni di euro)	Incremento dell'1%	Decremento dell'1%
Effetto sui costi correnti e costi per interessi	1	(1)
Effetto sull'obbligazione netta	11	(9)

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani a benefici definiti nell'esercizio successivo ammonta a 48 milioni di euro.
L'analisi delle variazioni della passività attuariale netta rispetto all'esercizio precedente derivanti dalla non corrispondenza delle ipotesi attuariali adottate nell'esercizio precedente con i valori effettivi riscontrati alla chiusura dell'esercizio è di seguito indicata:

(milioni di euro)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri
2006				
Effetto sull'obbligazione netta	(19)	13	(4)	4
Effetto sulle attività al servizio del piano		3		
2007				
Effetto sull'obbligazione netta	(8)	6		
Effetto sulle attività al servizio del piano		3		

23 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di 3.526 milioni di euro (4.028 milioni di euro al 31 dicembre 2006).

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2006	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2007
	5.852	1.210	(1.999)	(490)	898	5.471

Le altre variazioni di 898 milioni di euro riguardano principalmente l'effetto fiscale differito connesso alla valutazione al *fair value* del ramo di azienda relativo ad *asset* minerari acquisiti dal settore Exploration & Production in Congo (507 milioni di euro), la minor compensazione a livello di singola impresa delle imposte anticipate con le passività per imposte differite (502 milioni di euro) e la rilevazione in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati di copertura *cash flow hedge* (3 milioni di euro).
Le passività per imposte differite si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Imposte sul reddito differite	9.880	8.997
Imposte sul reddito anticipate compensabili	(4.028)	(3.526)
	5.852	**5.471**
Imposte sul reddito anticipate non compensabili	(1.725)	(1.915)
	4.127	**3.556**

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2006	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2007
Imposte sul reddito differite:						
- ammortamenti eccedenti	6.851	582	(1.246)	(423)	493	6.257
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	649	263	(177)		(4)	731
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	683	40	(115)	(14)	(55)	539
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	232	3	(51)		(7)	177
- altre	1.465	322	(410)	(53)	(31)	1.293
	9.880	**1.210**	**(1.999)**	**(490)**	**396**	**8.997**
Imposte sul reddito anticipate:						
- rivalutazione dei beni a norma delle leggi nn. 342/2000 e 448/2001	(1.017)		218		11	(788)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(1.496)	(176)	129	72	108	(1.363)
- ammortamenti non deducibili	(744)	(129)	236	62	(47)	(622)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.000)	(396)	522	1	(40)	(913)
- perdite fiscali portate a nuovo	(83)	(44)	41	6	1	(79)
- altre	(1.413)	(528)	578	78	(391)	(1.676)
	(5.753)	**(1.273)**	**1.724**	**219**	**(358)**	**(5.441)**
Passività nette per imposte differite	**4.127**	**(63)**	**(275)**	**(271)**	**38**	**3.556**

Le imposte sul reddito anticipate sono esposte al netto della svalutazione di quelle originate da differenze temporanee attive che si ritiene di non poter recuperare.
L'imposizione sugli utili delle imprese petrolifere che operano in regime di *PSA* in Libia è stata oggetto di riforma con una legge emanata nel maggio 2007. Come per il passato, alla National Oil Corporation (NOC) è attribuito il ruolo di soggetto tenuto ad assolvere l'imposta per conto della società petrolifera estera. La nuova disciplina fiscale potrà essere applicata dal 2008, dopo aver preventivamente concordato con NOC il costo fiscale riconosciuto degli *asset* al 1° gennaio 2008, con conseguente eventualità di rideterminare l'imposizione differita e le dettagliate modalità di rendicontazione. In attesa dell'emanazione della nuova disciplina, la determinazione delle imposte differite è avvenuta secondo gli stessi criteri adottati nei precedenti esercizi.
Secondo la normativa fiscale italiana le perdite possono essere portate a nuovo nei cinque esercizi successivi ad eccezione delle perdite sofferte nei primi tre esercizi di vita dell'impresa che possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde all'aliquota del 27,5% per le imprese italiane e a un'aliquota media di circa il 29,8% per le imprese estere.
Le perdite fiscali ammontano a 1.261 milioni di euro e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

(milioni di euro)	Imprese italiane	Imprese estere
2008	9	2
2009	3	22
2010		14
2011		36
2012	72	3
oltre 2012		2
illimitatamente		1.098
	84	**1.177**

Le perdite fiscali di cui è previsto l'utilizzo ammontano a 270 milioni di euro e sono riferite essenzialmente a imprese estere (198 milioni di euro); le relative imposte anticipate ammontano a 79 milioni di euro e sono riferite per 59 milioni di euro ad imprese estere.
Non sono state stanziate imposte differite sulle riserve in sospensione di imposta delle imprese controllate perché non se ne prevede la distribuzione (135 milioni di euro).

25 Altre passività

Le altre passività si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Fair value su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*		1.340
Passività per imposte sul reddito correnti		215
Debiti per attività d'investimento	26	22
Altri debiti	207	295
Altre passività	185	159
	418	**2.031**

Il *fair value* su contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 1.340 milioni di euro è relativo ai contratti con scadenza dal 2009 al 2011 posti in essere dal settore Exploration & Production per stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 in considerazione delle acquisizioni di *asset* in produzione, in sviluppo e in fase esplorativa realizzate nel 2007 nell'*onshore* del Congo dalla società francese Maurel & Prom e nel Golfo del Messico dalla società Dominion Resources. La variazione del *fair value* è stata rilevata in diminuzione del patrimonio netto per 1.332 milioni di euro, a conto economico alla voce "Oneri finanziari" per 36 milioni di euro in quanto inefficaci ai fini della copertura (componente *time value*) e a incremento delle riserve per differenze cambio da conversione per 28 milioni di euro. La rilevazione del *fair value* a stato patrimoniale e a conto economico dei contratti con scadenza 2008 è indicata tra le passività correnti nella nota n. 20 "Altre passività". Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura *cash flow hedge* ammontano rispettivamente a 2.804 e a 3.404 milioni di euro.

Il *fair value* dei contratti derivati è stato determinato considerando modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e utilizzando parametri di mercato alla data di chiusura dell'esercizio.
Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi".
Le passività per imposte sul reddito correnti di 215 milioni di euro sono relative all'imposta sostitutiva dovuta a seguito dell'esercizio dell'opzione prevista dalla Legge Finanziaria 2008 relativa al riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili.

26 Attività e passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita

Le altre attività e passività destinate alla vendita rispettivamente di 383 e 97 milioni di euro riguardano la cessione della compagnia di assicurazioni italiana Padana Assicurazioni SpA (attività per 180 milioni di euro e passività per 97 milioni di euro) e le partecipazioni in imprese collegate Gaztransport et Technigaz SAS (attività per 114 milioni di euro) e Fertilizantes Nitrogenados de Oriente (attività per 89 milioni di euro).
La Gaztransport et Technigaz SAS opera nel settore della costruzione dei serbatoi delle navi per il trasporto di GNL e la Fertilizantes Nitrogenados de Oriente opera nel settore della produzione dei fertilizzanti.

27 Patrimonio netto

Capitale e riserve di terzi azionisti
Il risultato del periodo e il patrimonio netto di competenza di azionisti terzi sono riferiti alle seguenti imprese:

	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
(milioni di euro)	2006	2007	31.12.2006	31.12.2007
Saipem SpA	303	514	879	1.299
Snam Rete Gas SpA	287	268	1.004	865
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Részvénytársaság		1	79	79
Altre	16	15	208	196
	606	**798**	**2.170**	**2.439**

Patrimonio netto di Eni
Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2006	Valore al 31.12.2007
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	7.262	7.207
Riserva per differenze di cambio	(398)	(2.233)
Altre riserve	400	(914)
Utili relativi a esercizi precedenti	25.168	29.591
Azioni proprie	(5.374)	(5.999)
Acconto sul dividendo	(2.210)	(2.199)
Utile dell'esercizio	9.217	10.011
	39.029	**40.428**

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2007, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (stesso numero di azioni al 31 dicembre 2006).

Il 24 maggio 2007 l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di 0,65 euro per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2006 di 0,60 euro per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento a partire dal 21 giugno 2007, con stacco cedola fissato al 18 giugno 2007.

Riserva legale

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del Codice Civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo.

Riserva per acquisto di azioni proprie

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti. L'ammontare di 7.207 milioni di euro (7.262 milioni di euro al 31 dicembre 2006) comprende le azioni proprie acquistate. La diminuzione di 55 milioni di euro è riferita alla vendita e all'assegnazione di azioni a favore dei dirigenti del Gruppo assegnatari dei piani di *stock grant* e di *stock option*.

Riserva per differenze cambio

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Altre riserve

Le altre riserve con valore negativo di 914 milioni di euro (con valore positivo di 400 milioni di euro al 31 dicembre 2006) si analizzano come segue:

- per 247 milioni di euro riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita al patrimonio netto di competenza degli azionisti terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di SnamProgetti SpA a Saipem Projects SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2006);
- per 181 milioni di euro riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (146 milioni di euro al 31 dicembre 2006);
- per 1.342 milioni di euro la riserva negativa da valutazione al *fair value* dei titoli disponibili per la vendita e dei derivati *cash flow hedge*, al netto del relativo effetto fiscale (riserva positiva di 7 milioni di euro al 31 dicembre 2006). Maggiori informazioni sono riportate alle note nn. 2 "Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita", 7 "Altre attività" correnti, 20 "Altre passività" correnti e 25 "Altre passività" non correnti.

La riserva per valutazione al *fair value* dei titoli disponibili per la vendita e dei derivati *cash flow hedge*, al netto del relativo effetto fiscale, si analizza come segue:

	Titoli disponibili per la vendita			Derivati di copertura *cash flow hedge*			Totale		
(milioni di euro)	Riserva lorda	Effetto fiscale differito	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale differito	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale differito	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2005	**27**	**(8)**	**19**	**27**	**(11)**	**16**	**54**	**(19)**	**35**
Variazione dell'esercizio 2006	2		2	1		1	3		3
Utilizzo a conto economico	(21)	6	(15)	(27)	11	(16)	(48)	17	(31)
Riserva al 31 dicembre 2006	**8**	**(2)**	**6**	**1**		**1**	**9**	**(2)**	**7**
Variazione dell'esercizio 2007				(2.237)	867	(1.370)	(2.237)	867	(1.370)
Differenze di cambio da conversione				51	(26)	25	51	(26)	25
Utilizzo a conto economico	(6)	2	(4)				(6)	2	(4)
Riserva al 31 dicembre 2007	**2**		**2**	**(2.185)**	**841**	**(1.344)**	**(2.183)**	**841**	**(1.342)**

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a 5.999 milioni di euro (5.374 milioni di euro al 31 dicembre 2006) e sono rappresentate da n. 348.525.005 azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Eni SpA (n. 324.959.866 azioni ordinarie al 31 dicembre 2006). Le azioni proprie per 768 milioni di euro (839 milioni di euro al 31 dicembre 2006), rappresentate da n. 35.423.925 azioni ordinarie (n. 40.114.000 azioni ordinarie al 31 dicembre 2006), sono al servizio dei piani di *stock option* 2002-2005 e 2006-2008 (n. 34.521.125 azioni) e di *stock grant* 2003-2005 (n. 902.800 azioni).

Il decremento di n. 4.690.075 azioni si analizza come segue:

	Stock option	Stock grant	Totale
Numero azioni al 31 dicembre 2006	**38.240.400**	**1.873.600**	**40.114.000**
- diritti esercitati	(3.028.200)	(966.000)	(3.994.200)
- diritti decaduti	(691.075)	(4.800)	(695.875)
	(3.719.275)	**(970.800)**	**(4.690.075)**
Numero azioni al 31 dicembre 2007	**34.521.125**	**902.800**	**35.423.925**

Al 31 dicembre 2007 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 17.699.625 azioni ordinarie a fronte dei piani di *stock option* e di n. 902.800 azioni ordinarie a fronte dei piani di *stock grant*. Il prezzo di esercizio delle *stock option* è di 15,216 euro per le assegnazioni 2002 (n. 107.500), di 13,743 euro per le assegnazioni 2003 (n. 281.400), di 16,576 euro per le assegnazioni 2004 (n. 1.124.000), di 22,512 euro per le assegnazioni 2005 (n. 3.812.000) e, secondo la media ponderata per le quantità assegnate, di 23,119 e di 27,451 rispettivamente per le assegnazioni 2006 (n. 6.467.775) e per quelle 2007 (n. 5.906.950).
Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di *stock option* e *stock grant* sono fornite alla nota n. 30 "Costi operativi".

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo di 2.199 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2007 di 0,60 euro per azione deliberato il 20 settembre 2007 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 25 ottobre 2007.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2007 comprende riserve distribuibili per circa 34.000 milioni di euro. Alcune di queste riserve sono soggette a tassazione in caso di distribuzione; il relativo onere d'imposta è stanziato limitatamente alle riserve derivanti dalla valutazione con il metodo del patrimonio netto delle imprese a controllo congiunto e collegate (32 milioni di euro).

Prospetto di raccordo del risultato d'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
(milioni di euro)	2006	2007	31.12.2006	31.12.2007
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	**5.821**	**6.600**	**26.935**	**28.926**
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati dell'esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	3.823	4.122	16.136	16.320
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(52)	(1)	1.138	1.245
- eliminazione rettifiche e accantonamenti di natura esclusivamente fiscale e uniformità dei principi contabili	627	649	(1.435)	(1.235)
- eliminazione di utili infragruppo	(237)	(435)	(2.907)	(3.383)
- imposte sul reddito differite e anticipate	(195)	(97)	1.244	711
- altre rettifiche	36	(29)	88	283
	9.823	**10.809**	**41.199**	**42.867**
Interessi di terzi	(606)	(798)	(2.170)	(2.439)
Come da bilancio consolidato	**9.217**	**10.011**	**39.029**	**40.428**

Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie si analizzano come segue:

	31.12.2006			31.12.2007		
(milioni di euro)	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate consolidate		6.539	6.539		6.388	6.388
Imprese controllate non consolidate	3	294	297		150	150
Imprese a controllo congiunto e collegate	5.682	1.735	7.417	5.896	1.099	6.995
Altri	79	52	131	12	279	291
	5.764	**8.620**	**14.384**	**5.908**	**7.916**	**13.824**

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese consolidate di 6.388 milioni di euro (6.539 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 3.244 milioni di euro (3.467 milioni di euro al 31 dicembre 2006), di cui 2.351 milioni di euro relativi al settore Ingegneria & Costruzioni (2.726 milioni di euro al 31 dicembre 2006); (ii) rimborso di crediti Iva da parte dell'Amministrazione finanziaria per 1.286 milioni di euro (1.393 milioni di euro al 31 dicembre 2006); (iii) rischi assicurativi per 259 milioni di euro che Eni ha riassicurato (246 milioni di euro al 31 dicembre 2006). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 6.050 milioni di euro (6.160 milioni di euro al 31 dicembre 2006).

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di 150 milioni di euro (297 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riguardano contratti autonomi e lettere di *patronage* rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per 144 milioni di euro (288 milioni di euro al 31 dicembre 2006). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 19 milioni di euro (204 milioni di euro al 31 dicembre 2006).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese a controllo congiunto e collegate di 6.995 milioni di euro (7.417 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di 5.870 milioni di euro (5.654 milioni di euro al 31 dicembre 2006) rilasciata da Eni SpA alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno; a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio, escluse le società controllate da Eni, hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché garanzie bancarie a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate; (ii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per 824 milioni di euro (1.214 milioni di euro al 31 dicembre 2006), di cui 677 milioni di euro relativi al contratto autonomo rilasciato da Snam SpA (ora incorporata in Eni SpA) per conto di Blue Stream Pipeline Co BV (50% Eni) a favore del consorzio internazionale di banche che ha finanziato la società (756 milioni di euro al 31 dicembre 2006); (iii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per 119 milioni di euro (251 milioni di euro al 31 dicembre 2006). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 1.562 milioni di euro (2.470 milioni di euro al 31 dicembre 2006).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di 291 milioni di euro (131 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riguardano principalmente: (i) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,6%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle *fee* di rigassificazione per 204 milioni di euro; (ii) le garanzie rilasciate a favore di banche e di altri finanziatori per la concessione di prestiti e linee di credito nell'interesse di partecipazioni minori o imprese cedute per 20 milioni di euro (87 milioni di euro al 31 dicembre 2006). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 281 milioni di euro (121 milioni di euro al 31 dicembre 2006).

Impegni e rischi

Gli impegni e rischi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Impegni		
Acquisto di beni	9	
Altri	207	200
	216	**200**
Rischi	**1.329**	**1.520**
	1.545	**1.720**

Gli altri impegni di 200 milioni di euro (207 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riguardano essenzialmente gli impegni, anche per conto del *partner* Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per 177 milioni di euro (181 milioni di euro al 31 dicembre 2006).

I rischi di 1.520 milioni di euro (1.329 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riguardano principalmente rischi di custodia di beni di terzi per 1.126 milioni di euro (918 milioni di euro al 31 dicembre 2006) e indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per 376 milioni di euro (393 milioni di euro al 31 dicembre 2006).

Gestione dei rischi d'impresa

PREMESSA

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle *commodity*; (ii) il rischio credito derivante dalla possibilità di *default* di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine; (iv) il rischio Paese nell'attività *oil & gas*; (v) il rischio *operation*; (vi) la possibile evoluzione del mercato italiano del gas; (vii) i rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi.

Nel corso dell'esercizio sono state emesse le nuove "Linee Guida Eni in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari" con l'obiettivo di realizzare un testo unitario dedicato alla trattazione organica e coordinata delle *policy* in materia di rischi finanziari, al fine di permettere una più agevole comunicazione, consultazione e manutenzione delle stesse. Le nuove "Linee Guida" tengono conto dei cambiamenti di struttura organizzativa intervenuti (incorporazione di Enifin dal 1° gennaio 2007, costituzione di Eni Trading & Shipping) e delle esigenze di integrazioni relative ad alcune tipologie di rischio.

Rischio mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse, o dei prezzi delle *commodity*, possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee guida" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (la Direzione Finanza di Eni Corporate, Eni Coordination Center e Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "*Concentration Risk*") e, limitatamente alle attività in derivati su *commodity*, Eni Trading & Shipping. In particolare Eni e Eni Coordination Center garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere del Gruppo, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; in Eni sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari del Gruppo, nonché la negoziazione dei certificati di *emission trading*. Il rischio di prezzo delle *commodity* è gestito dalle singole unità di *business* e Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei derivati di copertura.

I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio *commodity*; non sono consentite operazioni in strumenti derivati aventi finalità speculative.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla fissazione di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di *Value at Risk* (*VaR*), metodo che valuta i rischi nella prospettiva del valore economico indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio a seguito di variazioni dei fattori di mercato tenuto conto della correlazione delle variazioni di valore degli strumenti che compongono il portafoglio.

Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e rischio di cambio, i limiti di *VaR* sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa, che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio del Gruppo. Le metodologie di calcolo

e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base ad un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio.
Per quanto riguarda il rischio *commodity*, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "*core*" e al perseguimento degli obiettivi relativi ai margini industriali. Anche in questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di *VaR* con riferimento all'esposizione commerciale, mentre l'esposizione strategica al rischio, che è intrinseca al *business*, è monitorata anch'essa attraverso il *VaR* ma non è oggetto di sistematica attività di copertura con strumenti finanziari derivati. Pertanto Eni valuta l'opportunità di mitigare l'esposizione al rischio *commodity* mediante il ricorso ad appropriati strumenti derivati di copertura in relazione alle singole operazioni di acquisto di riserve finalizzate al perseguimento di obiettivi di crescita o come parte della gestione ordinaria del portafoglio.
I limiti di *VaR* per il rischio *commodity* di natura commerciale sono assegnati alle singole unità di *business*; Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività, accentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle Divisioni e Società del Gruppo.
Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui *policy* di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio cambio
L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro (rischio traslativo). In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è la minimizzazione del rischio cambio economico e transattivo; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di *business* coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua. A questo scopo vengono impiegate diverse tipologie di contratti derivati (in particolare *swap* e *forward*, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il *VaR* derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa delle posizioni a rischio tasso di cambio del Gruppo viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio tasso d'interesse
Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è la minimizzazione del rischio di tasso d'interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni del Gruppo e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare *Interest Rate Swap*, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il *VaR* derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio *commodity*
I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è l'ottimizzazione delle attività "*core*" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio *commodity* derivante dall'esposizione commerciale Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (*futures*) e strumenti derivati *Over The Counter* (in particolare *swap, forward, Contracts For Differences* e *option*) con sottostante greggio, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su *com-*

modity, essa viene calcolata basandosi su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*, oppure, laddove esse non siano disponibili, da appropriate tecniche di valutazione. Il *VaR* derivante dalle posizioni delle *business unit* esposte a rischio *commodity* viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% ed un *holding period* di un giorno.

La seguente tabella riporta i valori registrati nell'esercizio in termini di *VaR* (raffrontati con quelli dell'esercizio precedente) per quanto attiene i rischi di tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonchè il rischio *commodity*, per aree omogenee (tenuto conto della valuta utilizzata per la valorizzazione di mercato dei prodotti petroliferi, i valori *VaR* delle *commodity* sono espressi in milioni di dollari USA).

(*Value at Risk* - approccio parametrico varianze/covarianze; *holding period:* 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

	2006				2007			
(milioni di euro)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse	5,15	0,45	2,01	1,10	7,36	0,47	1,39	4,35
Tasso di cambio	2,02	0,02	0,24	0,21	1,25	0,03	0,21	0,43

(*Value at Risk* - approccio simulazione storica *holding period:* 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2006				2007			
(milioni di dollari)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Area *oil*, prodotti	35,69	5,40	17,80	8,59	44,59	4,39	20,17	12,68
Area Gas & Power	46,63	18,36	31,01	22,82	54,11	20,12	34,56	25,57

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. L'esposizione massima al rischio di credito è espressa dal valore di iscrizione delle attività finanziarie.
La gestione del credito commerciale è affidata alla responsabilità delle unità di *business* sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei *partner* commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso.
Il monitoraggio delle posizioni di rischio di credito commerciale connesso al normale svolgimento delle attività è assicurato centralmente da Eni che definisce le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente a livello di Gruppo. In particolare, viene controllato il rischio derivante dalle esposizioni su controparti multi *business* o con esposizioni superiori alla soglia di rilevanza, attraverso l'uso di *score* rappresentativi dei livelli di rischio.
Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità e dalle posizioni in contratti derivati, l'identificazione delle controparti fa riferimento alle sopra indicate "Linee Guida", in base alle quali sono state definite le caratteristiche, basate principalmente sul *rating*, dei soggetti idonei ad essere controparte nelle transazioni finanziarie.
L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti.
Al 31 dicembre 2007 e 2006 non vi sono concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio liquidità

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che, a causa dell'incapacità di reperire nuovi fondi (*funding liquidity risk*) o di liquidare attività sul mercato (*asset liquidity risk*), l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento, determinando un impatto sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio l'attività aziendale. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di *business* e con i limiti definiti (in termini di livello percentuale massimo di *leverage* e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a m/l termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a m/l termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per l'intero Gruppo, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito.
Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha accesso ad un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi, e coordina a livello accentrato i rapporti con le controparti bancarie. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie. Le *policy* sono orientate, oltre che a garantire risorse finanziarie disponibili sufficienti a coprire gli

impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, anche ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo di Eni; ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito, attraverso una struttura adeguata degli affidamenti (in particolare con linee bancarie *committed*) e/o la creazione di riserve di liquidità.

Le passività finanziarie a lungo termine non attualizzate, comprensive delle quote a breve termine e della quota interessi da pagare sulla base delle condizioni contrattuali in essere al 31 dicembre 2007, si analizzano per scadenza come segue:

	Anni di scadenza						
(milioni di euro)	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**Oltre**	**Totale**
Passività finanziarie a lungo termine comprensive delle quote a breve termine	1.342	1.606	1.884	786	4.514	5.253	15.385

Rischio Paese

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi Eni sono localizzate in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, alcuni dei quali possono essere politicamente o economicamente meno stabili. Al 31 dicembre 2007 circa il 70% delle riserve certe di idrocarburi di Eni erano localizzate in tali Paesi. Analogamente, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas di Eni proviene da Paesi al di fuori dell'Unione Europea o dell'America Settentrionale. Nel 2007 circa il 60% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da tali Paesi. Evoluzioni del quadro politico, crisi economiche, conflitti sociali interni possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche, in tali Paesi, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas. Ulteriori rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli *asset* Eni, disinvestimenti forzosi ed espropriazioni, come nel caso della cancellazione unilaterale subita da Eni del contratto di servizio relativo alle attività petrolifere di Dación in Venezuela da parte della compagnia di Stato PDVSA; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono accadere in ogni momento comportando impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni.

Eni monitora periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economica-finanziaria degli investimenti di cui il rischio paese è parte integrante con riguardo alla valutazione degli investimenti dell'*upstream* il rischio Paese è mitigato attraverso l'utilizzo di disposizioni di gestione del rischio definite nella procedura "*Project risk assessment and management*".

Rischio *operation*

Qualunque attività operativa che Eni svolge sia in Italia che all'estero è soggetta al rispetto delle norme e dei regolamenti validi all'interno del territorio in cui opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali relative al settore di attività Oil & Gas.

In particolare, le attività Eni sono soggette a preventiva autorizzazione e/o acquisizione di permessi, che richiedono il rispetto delle norme vigenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza.

Per la tutela dell'ambiente, le norme in generale prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo e la corretta gestione dei rifiuti prodotti. In habitat particolare, il rispetto della biodiversità è un requisito richiesto durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione. Il non rispetto delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e civile a carico dei responsabili. Le normative in materia ambiente, salute e sicurezza hanno un impatto notevole sulle attività di Eni e gli oneri e costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere agli obblighi previsti continueranno a costituire una voce "importante" del bilancio anche nei prossimi anni. A questo proposito Eni si è dotata di Linee Guida HSE finalizzate alla garanzia della sicurezza e della salute dei dipendenti, delle popolazioni, dei contrattisti e dei clienti nonché alla salvaguardia dell'ambiente e alla tutela dell'incolumità pubblica che impongono di operare nel pieno rispetto della normativa vigente e di adottare principi *standard* e soluzioni che costituiscano le *best practice* industriali.

Il processo continuo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi è alla base della gestione HSE in tutte le fasi di attività di ciascuna unità di *business* e si attua attraverso l'adozione di procedure e sistemi di gestione che tengono conto della specificità delle attività stesse e dei siti in cui si sviluppano e del costante miglioramento degli impianti e dei processi. Inoltre l'attività di codificazione e proceduralizzazione delle fasi operative consente di raggiungere, con sempre maggiore efficacia, il risultato di una riduzione della componente umana nel rischio di gestione dell'impianto. Le eventuali emergenze operative che possono avere impat-

to su *asset*, persone ed ambiente sono gestite dalle unità di *business* a livello di sito, con una propria organizzazione che dispone, per ciascun possibile scenario, del piano di risposta con le azioni che occorre attivare per limitare i danni, nonché le posizioni che devono assicurarle. In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni nel mondo sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Eni che supporta la Divisione/Società coinvolta nell'emergenza, attraverso un *team* specialistico preposto con il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interni e/o esterni al Gruppo, promuovendone la disponibilità nel più breve tempo possibile. L'approccio integrato alle problematiche di salute, sicurezza e ambiente è favorito dall'applicazione, a tutti i livelli delle Divisioni e Società Eni, di un Sistema di Gestione HSE che trova il suo riferimento metodologico nel Modello di Sistema di Gestione HSE Eni. Esso, basato su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi, è orientato alla prevenzione dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle *performance* HSE, in un ciclo di miglioramento continuo che prevede anche l'*audit* di tali processi da parte di personale interno ed esterno. La realtà industriale di Eni, prevalentemente nel settore petrolchimico e della raffinazione, è certificata secondo le norme internazionali ISO 14001, OHSAS 18001 quando non addirittura EMAS. Eni si è dotata di un modello di formazione avanzato per il personale HSE al fine di:
- produrre comportamenti coerenti ai principi ed alle Linee Guida in materia;
- guidare il processo di crescita culturale, professionale e manageriale su questi temi di tutti coloro che lavorano in e per Eni;
- favorire il *knowledge management* e il controllo dei rischi HSE.

La possibile evoluzione del mercato italiano del gas

Il Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 ha dettato norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un impatto significativo sull'operatività di Eni, che è presente in Italia in tutte le attività della filiera del gas naturale. L'apertura alla concorrenza del mercato del gas è assicurata dai tetti normativi sui volumi immessi nella rete nazionale di trasporto e su quelli venduti ai clienti finali, che hanno comportato l'ingresso sul mercato di nuovi operatori con la conseguente, progressiva erosione dei margini di vendita del gas. Gli altri aspetti di rilievo della regolamentazione del settore del gas in Italia sono l'accesso regolato alle infrastrutture e il riconoscimento all'Autorità per l'energia elettrica e il gas di poteri di regolamentazione, in particolare in materia di fissazione dei prezzi per le forniture ai clienti del mercato domestico e di determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale. In base ai principi della legge istitutiva e ad altre disposizioni normative, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha il potere di monitorare i livelli dei prezzi del gas naturale e di definire le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti del settore residenziale, tenendo conto del pubblico interesse di contenere la dinamica inflativa correlata all'incremento dei costi energetici. Pertanto le decisioni dell'Autorità in materia possono limitare la possibilità di trasferire sul consumatore finale gli incrementi del costo della materia prima. In particolare, a conclusione di un lungo e complesso procedimento amministrativo avviato nel 2004 e finalizzato nel marzo 2007 con la delibera n. 79/2007, l'Autorità ha determinato un nuovo meccanismo di indicizzazione del costo della materia prima applicato ai volumi consumati dai clienti con consumi inferiori ai 200 mila metri cubi/anno. Tale meccanismo prevede essenzialmente: (i) incrementi del prezzo del petrolio superiori alla soglia dei 35 dollari/barile sono trasferiti solo in parte sul prezzo di vendita praticato ai clienti finali; (ii) l'obbligo a carico degli importatori di gas naturale, compresa Eni, di rinegoziare tutti i contratti di compravendita all'ingrosso sulla base di condizioni coerenti con le nuove modalità di indicizzazione del costo della materia prima.
Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo periodo, in particolare del mercato italiano, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali. Tali contratti che contengono clausole *take-or-pay*, assicureranno, dal 2010, 62,4 miliardi di metri cubi/annò. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel lungo termine, *trend* sfavorevoli nella domanda e nell'offerta di gas in Italia, anche a seguito della realizzazione di tutti gli investimenti annunciati in nuove infrastrutture di approvvigionamento, nonché l'evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono elementi di rischio nell'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti *take-or-pay*. Qualora la domanda di gas in Italia cresca meno delle previsioni e tenuto conto dell'incremento atteso dell'offerta di gas in Italia, nonché delle disponibilità Eni di gas in base ai contratti *take-or-pay* e dei rischi di implementazione dei propri piani di espansione delle vendite in Europa, Eni potrebbe fronteggiare un ulteriore inasprimento della pressione competitiva sul mercato italiano con impatti negativi sui margini di vendita del gas.

I rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a particolari rischi di carattere economico e naturale, compresi quelli relativi alle caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas.
L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo della ricerca di idrocarburi che si verifica in presenza di pozzi sterili o di scoperta di quantitativi di idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità.

Inoltre tra la fase esplorativa e le successive fasi di sviluppo e di commercializzazione delle riserve scoperte è normalmente necessario un rilevante periodo di tempo durante il quale la redditività del progetto è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio e all'aumento dei costi di sviluppo e produzione; tale periodo di tempo è particolarmente rilevante per i progetti di sviluppo da realizzare in ambienti complessi quali l'*offshore* profondo e le aree remote, nei quali Eni è impegnata in modo rilevante.

Gestione del capitale

Il *management* Eni utilizza il *leverage* per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di *benchmark* con gli *standard* dell'industria. Il *leverage* misura il grado di indebitamento della Società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti. L'obiettivo del *management* nel medio termine è di mantenere una struttura finanziaria solida sintetizzata da un valore del *leverage* non superiore a 0,4.

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali per il 2007 si analizzano come segue:

		Proventi (oneri) rilevati a	
(milioni di euro)	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto
Strumenti finanziari di negoziazione:			
- Strumenti derivati non di copertura [a]	217	78	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:			
- Titoli	21		
Strumenti finanziari disponibili per la vendita:			
- Titoli [a]	433	39	(6)
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:			
- Crediti commerciali e diversi [b]	19.606	(242)	
- Crediti finanziari [a]	2.276	112	
- Debiti commerciali e diversi [c]	17.533	3	
- Debiti finanziari [a]	19.830	(558)	
Attività valutate a *fair value* in applicazione della *fair value option*:			
- Partecipazioni [a]	2.476	188	
Passività nette per contratti derivati di copertura [a]	2.241	(52)	(2.237)

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".
(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per 177 milioni di euro (svalutazioni e perdite su crediti) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per 6 milioni di euro (differenze passive di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio).
(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" (differenze attive di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio).

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio consolidato.
Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi; salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento a fronte dei contenziosi di seguito descritti perché Eni ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

1. Ambiente

1.1 Contenzioso penale

ENI SPA

(i) **Subsidenza.** Sono state svolte indagini giudiziarie da parte della Procura della Repubblica di Rovigo sul fenomeno della subsidenza eventualmente imputabile alle attività minerarie nel ravennate e nel Nord Adriatico sia a terra sia a mare. Eni ha costituito una commissione scientifica, indipendente e interdisciplinare, composta dai maggiori esperti internazionali di subsidenza derivante dall'estrazione di idrocarburi, con il compito di verificare la misura, gli effetti e gli eventuali strumenti più opportuni per neutralizzare o ridurre quei fenomeni che fossero imputabili all'estrazione di idrocarburi da parte di Eni nelle aree interessate. La Commissione ha prodotto uno studio dal quale risulta che non sono ipotizzabili pericoli per la pubblica incolumità o danni all'ambiente né constano a livello mondiale incidenti concernenti la pubblica incolumità originati dalla subsidenza indotta dalla produzione di idrocarburi. Lo studio inoltre evidenzia che Eni utilizza le più avanzate tecniche esistenti per la previsione, la misurazione e il controllo del suolo. Il procedimento giudiziario è in fase di dibattimento di primo grado. Sono costituite parte civile la Regione Veneto e altri enti territoriali, più due soggetti privati. A sua volta, Eni si è costituita per potersi difendere come preteso responsabile civile. La competenza per lo svolgimento del processo è stata demandata al Tribunale di Ravenna.

(ii) **Presunto danneggiamento.** Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato una indagine penale per presunto danneggiamento derivante dalle emissioni degli impianti dello stabilimento di Gela di proprietà di Polimeri Europa SpA, Syndial SpA (già EniChem SpA) e Raffineria di Gela SpA. Il Giudice per l'Udienza Preliminare ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere per "imputazione di adulterazione di sostanze alimentari" e ha rinviato a giudizio per gli altri capi di imputazione. Il giudizio è in corso.

(iii) **Incendio colposo nella Raffineria di Gela.** Nel giugno 2002, a seguito di un incendio verificatosi all'interno della Raffineria di Gela, è stato iscritto un procedimento penale per il delitto di incendio colposo e reati ambientali e concernenti le bellezze naturali. Il procedimento di primo grado si è concluso con sentenza di assoluzione. Nel novembre 2007 la Procura della Repubblica di Gela e la Procura Generale di Caltanissetta hanno proposto appello davanti alla Corte di Appello di Caltanissetta.

(iv) **Verifica della qualità delle acque sotterranee nell'area della Raffineria di Gela.** Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine penale concernente la Raffineria di Gela al fine di verificare la qualità delle acque sotterranee presenti nell'area della raffineria. Le contestazioni mosse riguardano la violazione di norme ambientali in tema di inquinamento delle acque e dei suoli nonché un'ipotesi di smaltimento non autorizzato di rifiuti. Avviso di chiusura delle indagini preliminari per uno dei dipendenti per il quale è stato emesso decreto di citazione diretta a giudizio. Non è stato emesso invece avviso di conclusione delle indagini nei confronti degli altri indagati.

(v) **Avvelenamento doloso (Priolo).** Nel marzo 2002 la Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato un'indagine concernente l'attività della Raffineria di Priolo volta ad accertare se e in qual modo si siano verificate infiltrazioni di prodotti petroliferi provenienti dalla raffineria nella falda profonda, ivi compresa quella parte di essa che alimenta i pozzi di acqua utilizzati per il consumo umano nel territorio di Priolo. La Procura ha affidato a una società specializzata del settore il compito di verificare l'origine, le cause e l'estensione delle asserite infiltrazioni. A scopo meramente cautelativo, sono in avanzata fase di completamento gli interventi volti a: (i) mettere in sicurezza e a bonificare l'intera zona interessata dall'inquinamento; (ii) riallocare i pozzi eroganti acqua potabile in area ancora più distante e più a monte del sito industriale; (iii) installare un sistema di depurazione delle acque potabili. Nel settembre 2007 il Giudice Indagini Preliminari ha emesso decreto di archiviazione.

(vi) **Incendio colposo (Priolo).** La Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato delle indagini nei confronti degli ex direttori della Raffineria di Priolo in relazione all'incendio che si è sviluppato in data 30 aprile e 1-2 maggio 2006 nello stabilimento di Priolo della ERG Raffinerie Mediterranee SpA; tale impianto era stato ceduto da Eni Divisione Refining & Marketing alla ERG Raffinerie Mediterranee in data 31 luglio 2002. Al termine delle indagini preliminari, il Pubblico Ministero ha richiesto il rinvio a giudizio degli ex direttori succitati per il reato di incendio colposo. È stata fissata l'udienza di rinvio a giudizio.

ENIPOWER SPA

(i) **Gestione di rifiuti non autorizzata.** Nell'autunno 2004 la Procura della Repubblica di Rovigo ha aperto un'indagine per reati asseritamente consumati in Loreo relativi ad attività di gestione di rifiuti non autorizzata in riferimento a terreni di scavo per la nuova centrale di Mantova di EniPower. L'Amministratore Delegato di EniPower e il Responsabile di Stabilimento EniPower dell'epoca sono stati rinviati a giudizio.

(ii) **Emissioni in atmosfera.** La Procura della Repubblica di Mantova ha avviato delle indagini nei confronti di due dirigenti di EniPower Mantova SpA in relazione alle emissioni in atmosfera provenienti dalla nuova Centrale di Mantova.

SYNDIAL SPA (EX ENICHEM SPA)

Procedimento penale avviato dalla Procura della Repubblica di Brindisi. Nel 2000 la Procura della Repubblica di Brindisi ha avviato un procedimento penale nei confronti di 68 persone appartenenti alle società che fino dai primi anni '60 si sono avvicendate nella proprietà e gestione degli impianti di produzione di cloroetano, cloruro di vinile monomero e di policloruro di vinile gestiti da EniChem SpA nel periodo dal 1983 al 1993. Le indagini preliminari si sono chiuse con la richiesta di archiviazione da parte della Procura nei confronti degli indagati di provenienza EniChem. Le parti civili hanno proposto una serie di opposizioni, a seguito delle quali si è aperto il giudizio di opposizione. Il Pubblico Ministero ha chiesto il rigetto dell'opposizione sostenendo la fondatezza della richiesta di archiviazione.

1.2 Contenzioso civile e amministrativo

SYNDIAL SPA (EX ENICHEM SPA)

(i) **Inquinamento provocato dall'attività dello stabilimento di Mantova.** Nel 1992 il Ministero dell'Ambiente ha convenuto in giudizio avanti al Tribunale di Brescia EniChem SpA (ora Syndial SpA) e la Montecatini SpA chiedendo in via principale la loro condanna al ripristino dell'ambiente inquinato dalle attività dello stabilimento di Mantova nel periodo dal 1976 al 1990; in via subordinata, in caso di impossibilità di ripristino, al risarcimento del danno ambientale. Con accordo transattivo, Edison ha definito il risarcimento del danno ambientale relativo al periodo della sua gestione liberando, per lo stesso titolo, anche Syndial, subentrata a Edison nel giugno 1989 a seguito dell'acquisto dell'impianto. È in corso di definizione transattiva, a chiusura del contenzioso, anche il presunto danno relativo al periodo 1989-1990 a carico di Syndial.

(ii) **Citazione in giudizio avanti al Tribunale di Venezia per danni alla laguna di Venezia causati dagli impianti di Porto Marghera.** Con atto di citazione notificato il 13 dicembre 2002 EniChem SpA (ora Syndial SpA) è stata convenuta in giudizio avanti al Tribunale di Venezia, unitamente ad Ambiente SpA (incorporata nella Syndial) e a European Vinyls Corporation Italia SpA (EVC Italia), dalla Provincia di Venezia la quale ha chiesto la condanna in solido delle società convenute al risarcimento del danno ambientale, non quantificato, che sarebbe stato arrecato alla laguna di Venezia dalle attività dei rispettivi impianti del petrolchimico di Porto Marghera che hanno costituito oggetto di due procedimenti penali a carico di dirigenti e dipendenti delle medesime società. EVC Italia e Ineos, nel costituirsi in giudizio, hanno esercitato, in via subordinata all'accertamento dell'infondatezza della pretesa della Provincia, azione di regresso nei confronti delle società Eni.

(iii) **Azione di risarcimento danni, provocati dall'attività industriale nel territorio del Comune di Crotone, intentata dal Presidente della Giunta Regionale della Calabria.** Con atto di citazione notificato il 14 aprile 2003, il Presidente della Giunta Regionale della Calabria, nella sua qualità di Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nel territorio della Regione Calabria, ha intentato nei confronti di EniChem SpA (ora Syndial SpA) un'azione di risarcimento per danni ambientali quantificati in circa 129 milioni di euro e danni patrimoniali e non patrimoniali stimati in 250 milioni di euro (oltre a interessi e rivalutazione) provocati dall'attività industriale svolta dalla Pertusola Sud SpA (incorporata in EniChem) nel territorio del Comune di Crotone e in quelli limitrofi. La Provincia di Crotone è intervenuta nella causa in adesione alle domande del Commissario proponendo domanda di danni quantificabili in 300 milioni di euro. Con sentenza del maggio 2007 il Tribunale di Milano si è definitivamente pronunciato dichiarando la nullità della procura alle liti conferita a margine dell'atto di citazione notificato a Syndial SpA e ha disposto la liquidazione delle spese di lite sostenute dalla convenuta. La provincia di Crotone ha appellato la sentenza.

Con atto di citazione notificato il 21 ottobre 2004, la Regione Calabria ha convenuto Syndial avanti al Tribunale di Milano al fine di ottenerne la condanna al risarcimento del danno ambientale, in via condizionale "*per l'ipotesi che nelle more del giudizio intervenga la cessazione dell'Ufficio del Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nel territorio della Regione Calabria*". La Regione ha chiesto il riconoscimento e la liquidazione dell'intero ammontare del danno già chiesto dal Commissario Delegato nel giudizio instaurato nel 2003, indicato dalla Regione in oltre 800 milioni di euro. La causa è attualmente in fase istruttoria. È stata chiesta la riunione con la causa intentata dal Ministero dell'Ambiente. Il Giudice si è riservato.

Con atto di citazione notificato il 28 febbraio 2006 la Presidenza del Consiglio dei Ministri, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, il Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nella Regione Calabria, hanno convenuto Syndial avanti al Tribunale di Milano al fine di ottenere l'accertamento, la quantificazione e il risarcimento del danno ambientale provocato dall'attività industriale svolta dalla Pertusola Sud SpA nel territorio del Comune di Crotone e in quelli limitrofi. Inoltre, le Amministrazioni citate richiedono che si provveda all'accertamento della responsabilità di Syndial in relazione agli oneri, sostenuti e da sostenere, per la bonifica e il ripristino delle aree, oneri quantificati a oggi in circa 129 milioni di

euro. Il procedimento è collegato quanto a *petitum* e *causa petendi* alle cause intentate avanti al medesimo Tribunale dal Commissario Straordinario e dalla Regione Calabria.

(iv) **Atto di citazione per risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore.** È pendente innanzi al Tribunale di Torino un procedimento nel quale il Ministro dell'Ambiente ha convenuto in giudizio Syndial SpA chiedendo il risarcimento del danno ambientale quantificato in 2.396 milioni di euro in relazione all'inquinamento da DDT del Lago Maggiore asseritamente provocato dallo stabilimento di Pieve Vergonte. Il 1° marzo 2006 l'Avvocatura dello Stato in sede di tentativo di conciliazione espletato dal Giudice ha formulato una proposta transattiva che prevede il pagamento da parte di Syndial del 10% della richiesta di risarcimento danni pari a 239 milioni di euro; nel settembre 2006 il Giudice ha preso atto dell'impraticabilità dell'ipotesi transattiva.
Il Ministero dell'Ambiente ha emesso un decreto ministeriale con il quale ha disposto: (i) il potenziamento della barriera idraulica posta a protezione del sito; (ii) la presentazione di un progetto di bonifica del Lago Maggiore.
La società ha impugnato davanti al Consiglio di Stato il mancato accoglimento dell'istanza di sospensiva chiesta al TAR, a fronte del decreto del Ministero. Il Consiglio di Stato ha sospeso le prescrizioni del Ministero dell'Ambiente.
È in corso il giudizio di merito davanti al TAR Piemonte.

(v) **Causa promossa dal Comune di Carrara per il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza e il risarcimento danni.** Il Comune di Carrara ha promosso avanti al Tribunale di Genova una causa con la quale ha chiesto alla Syndial SpA il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza e il risarcimento dei danni ambientali non eliminabili e dei danni morali, esistenziali e all'immagine. La richiesta è riferita a un incidente verificatosi nel 1984, a seguito del quale EniChem Agricoltura SpA (successivamente incorporata in Syndial SpA), allora proprietaria del sito, aveva posto in opera interventi di messa in sicurezza e di bonifica. Nella causa è intervenuto il Ministero dell'Ambiente che ha chiesto il risarcimento del danno ambientale, quantificato complessivamente tra un minimo di 53,5 milioni di euro e un massimo di 93,3 milioni di euro, da ripartire tra le diverse società che hanno gestito lo stabilimento. Nel giudizio infatti Syndial ha convenuto, al fine di esserne garantita, la Rumianca SpA, la Sir Finanziaria SpA e la Sogemo SpA, che in precedenza erano state proprietarie del sito. È stata disposta la CTU che si è conclusa con il deposito della relazione finale le cui risultanze quantificano il danno ambientale in circa 15 milioni di euro. Il procedimento è in fase di decisione.

(vi) **Ministero dell'Ambiente – Rada di Augusta.** Con Conferenza dei Servizi del 18 luglio 2005, 14 settembre 2005 e 16 dicembre 2005, il Ministero dell'Ambiente ha impartito disposizioni alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Syndial e Polimeri Europa, di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, e che viene genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate sul polo petrolchimico. Polimeri Europa ha impugnato a vario titolo gli atti del Ministero dell'Ambiente, eccependo in particolare le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della rada. Il TAR Catania con decisione del luglio 2007 ha annullato nel merito le prescrizioni assunte nelle Conferenze di Servizi dal Ministero dell'Ambiente con riguardo al sito di Priolo e alla Rada di Augusta. Avverso la decisione del TAR il Ministero dell'Ambiente e i Comuni di Augusta e Melilli hanno proposto appello con istanza cautelare, davanti al Consiglio di Giustizia Amministrativa della Regione Sicilia. Nel gennaio 2008 è stata emessa la sentenza del TAR Catania che accoglie anche i due ricorsi proposti e non riuniti. Per quanto riguarda il TAR Lazio i ricorsi sono pendenti.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrali

SYNDIAL SPA (EX ENICHEM SPA)

(i) **Serfactoring SpA: cessione crediti.** Nel 1991 Agrifactoring SpA ha avviato un'azione giudiziaria avanti al Tribunale di Roma contro Serfactoring SpA (società partecipata al 49% dalla Sofid SpA, a sua volta controllata da Eni SpA). La pretesa ha per oggetto crediti per 182 milioni di euro (oltre interessi e rivalutazione) relativi a forniture di fertilizzanti che originariamente erano vantati da EniChem Agricoltura SpA (successivamente Agricoltura SpA in liquidazione, incorporata in EniChem SpA, oggi Syndial SpA) e Terni Industrie Chimiche SpA (incorporata da Agricoltura SpA, in liquidazione) nei confronti di Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche cedevano questi crediti a Serfactoring, che poi conferiva ad Agrifactoring mandato per il loro incasso. Agrifactoring garantiva di pagare l'ammontare di tali crediti a Serfactoring a prescindere dall'effettivo incasso. Successivamente alla messa in liquidazione dell'Agrifactoring, il liquidatore ha avviato il suddetto procedimento affermando che si era verificata la decadenza della garanzia di pagamento a suo tempo pattuita in conseguenza dell'intervenuta messa in liquidazione del debitore Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche nonché Serfactoring in via riconvenzionale hanno agito a loro volta contro Agrifactoring in liquidazione chiedendo la somma com-

plessiva di 97 milioni di euro circa a titolo di risarcimento dei danni, importo corrispondente all'ammontare complessivo delle fatture emesse nei confronti di Federconsorzi rimaste insolute. Questo ammontare è stato successivamente ridotto a 46 milioni di euro circa a seguito del pagamento parziale dei crediti originari da parte del liquidatore della Federconsorzi e di altre compensazioni. Le cause riunite sono state decise dal Tribunale con sentenza parziale depositata il 24 febbraio 2004. La domanda di Agrifactoring è stata rigettata e quest'ultima è stata condannata al risarcimento del danno in favore di Serfactoring e Agricoltura, da determinare nel proseguimento del giudizio. Agrifactoring ha appellato la predetta sentenza parziale avanti la Corte d'Appello di Roma chiedendo l'annullamento della sentenza impugnata e l'accoglimento di tutte le domande formulate in primo grado. Agrifactoring ha chiesto la condanna di Serfactoring al pagamento della somma di circa 180 milioni di euro e il rigetto di tutte le domande di parte avversa, con condanna alle spese del doppio grado di giudizio.
Il Tribunale di Roma, presso cui è pendente il giudizio di primo grado per la sola determinazione dell'ammontare del risarcimento dei danni in favore di Serfactoring e Agricoltura, con ordinanza depositata il 18 maggio 2005, ha disposto la sospensione del giudizio sino alla pubblicazione della sentenza della Corte d'Appello di Roma. Serfactoring, congiuntamente con Syndial, ha proposto il 23 giugno 2005 regolamento di competenza innanzi alla Corte di Cassazione, chiedendo l'annullamento del provvedimento e la rimessione della causa innanzi al Giudice che lo ha emesso. La Cassazione ha accolto il ricorso annullando l'ordinanza impugnata concedendo il termine per la riassunzione. La Serfactoring e la Syndial hanno provveduto a riassumere il giudizio.

ENI SPA

(i) **Fintermica.** Fintermica ha sollevato contestazioni nei confronti di Eni nella gestione della *joint-venture* Jacorossi, con riferimento al preteso abuso dei ruoli chiave coperti da Eni SpA nella *joint-venture*, a detrimento degli interessi del socio, e al preteso comportamento dilatorio di Syndial nella cessione a Fintermica della quota in suo possesso della *joint-venture*. Le parti hanno convenuto di deferire la controversia ad arbitri. Ha avuto inizio la fase istruttoria.

SNAM PROGETTI SPA

(i) **CEPAV Uno e CEPAV Due.** Eni partecipa ai consorzi CEPAV Uno (Eni 50,36%) e CEPAV Due (Eni 52%) che nel 1991 hanno stipulato con TAV SpA due convenzioni per la realizzazione, rispettivamente, delle tratte ferroviarie ad alta capacità/velocità Milano - Bologna (in fase di realizzazione) e Milano - Verona (in fase di progettazione). Nell'ambito del progetto di realizzazione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano - Bologna, il 27 giugno 2003 è stato stipulato un Addendum al contratto tra il Consorzio CEPAV Uno e il committente TAV, in cui sono state ridefinite alcune condizioni contrattuali. Successivamente il Consorzio ha chiesto al committente il prolungamento dei tempi di ultimazione dei lavori e un'integrazione del corrispettivo di circa 800 milioni di euro. Il Consorzio e TAV hanno tentato di comporre amichevolmente la divergenza, interrompendo le trattative il 14 marzo 2006 a seguito delle proposte del TAV giudicate insoddisfacenti dal Consorzio. Il 27 aprile 2006 è stata notificata a TAV domanda di arbitrato, come previsto dalle clausole contrattuali.
Nell'ambito del progetto della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano - Verona, il Consorzio CEPAV Due ha consegnato nel dicembre 2004 il progetto definitivo dell'opera sviluppato, come previsto dalla legge 443/2001 cosiddetta "Legge Obiettivo", sulla base del progetto preliminare approvato dal CIPE. Relativamente all'arbitrato intentato dal Consorzio nei confronti di TAV per ottenere il riconoscimento dei danni subiti a seguito dei ritardi imputabili a TAV nell'esecuzione delle attività di sua competenza, nel gennaio 2007 il collegio arbitrale con lodo parziale si è espresso a favore del Consorzio ribadendo il diritto al recupero dei maggiori costi sostenuti per le attività di progettazione. È in corso la consulenza tecnica ordinata dal collegio per stabilire la valutazione economica che sarà espressa nel lodo finale. Con Decreto Legge n. 7 del 31 dicembre 2007 è stata revocata, tra l'altro, la Concessione rilasciata a suo tempo dall'Ente Ferrovia dello Stato alla TAV SpA, relativa alla realizzazione della tratta ferroviaria Alta Velocità Milano - Verona. Gli effetti della revoca si estendono anche alla Convenzione che CEPAV Due ha stipulato con TAV Spa nel 1991. Nell'aprile 2007 è stato quindi proposto ricorso al TAR Lazio per l'annullamento dei provvedimenti del Ministero dei Trasporti e di Rete Ferroviaria Italiana assunti in applicazione al Decreto Legge di revoca delle concessioni a TAV. TAV si è impegnata a non richiedere la restituzione degli acconti sino alla decisione della Corte di Giustizia della Comunità Europea.

3. Interventi della Commissione Europea, dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e di altre autorità regolamentari

3.1 Antitrust

ENI SPA

(i) **Abuso di posizione dominante di Snam riscontrato dall'AGCM.** Nel marzo 1999 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, a conclusione dell'istruttoria avviata nel 1997, ha: (i) riscontrato da parte della Snam SpA (incorporata in Eni SpA nel 2002) l'abuso di posizione dominante nel mercato del trasporto e distribuzione primaria del gas naturale in relazione alle tariffe di vettoriamento applicate e all'ammissibilità dei produttori al vettoriamento; (ii) irrogato la sanzione pecuniaria di 2 milioni di euro; (iii) chiesto l'eliminazione delle infrazioni accertate. La Snam, nella convinzione di aver operato nel pieno rispetto delle disposizioni di legge, ha impugnato il provvedimento in questione avanti al Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio, chiedendone incidentalmente la sospensione degli effetti. Con ordinanza del 26 maggio 1999, il Tribunale Amministrativo Regionale, rilevando tra l'altro come le prescrizioni imposte alla ricorrente sembrino essere in contrasto con il quadro di riferimento delineato dalla legge n. 9/1991 e con le linee ispiratrici della direttiva 98/30/CE, ha accolto la richiesta di sospensiva. L'Autorità garante della concorrenza e del mercato non ha impugnato la decisione sospensiva del Tribunale Amministrativo Regionale. È pendente avanti al Tribunale Amministrativo Regionale il giudizio di merito sulla questione.

(ii) **Accertamento disposto dalla Commissione delle Comunità Europee per verificare l'eventuale partecipazione a intese o pratiche concordate, restrittive della concorrenza, nel settore delle paraffine.** Il 28 aprile 2005 si è svolto un accertamento, disposto dalla Commissione delle Comunità Europee, per verificare l'eventuale partecipazione di Eni SpA e delle sue controllate a intese o pratiche concordate, restrittive della concorrenza, nel settore delle paraffine. L'asserito comportamento anticoncorrenziale consisterebbe: (i) nella fissazione e nell'aumento dei prezzi; (ii) nella ripartizione di consumatori; (iii) nello scambio di segreti commerciali, quali le capacità di produzione e i volumi delle vendite. Successivamente, la Commissione ha chiesto informazioni in merito all'attività del Gruppo Eni nel settore delle paraffine e ad alcuni documenti acquisiti nel corso dell'ispezione.
Eni ha fornito gli elementi informativi. Attualmente si è in fase di istruttoria con la CE a seguito dell'invio dello *Statement of Objections* (SO). A fronte di questo contenzioso Eni ha effettuato un accantonamento al fondo rischi. Nel dicembre 2007 si è svolta l'audizione finale.

(iii) **Accertamenti della Commissione Europea sugli operatori nel settore del gas naturale.** Nell'ambito delle iniziative avviate dalla Commissione Europea volte a verificare il grado di concorrenza nel settore del gas naturale all'interno dell'Unione Europea, in data 16 maggio 2005 è stata notificata a Eni la decisione della Commissione che ingiunge a Eni e a tutte le società da essa esclusivamente o congiuntamente controllate, di sottoporsi ad un accertamento ai sensi dell'art. 20, par. 4, del regolamento n. 1/2003 del Consiglio, al fine di verificare l'eventuale presenza di comportamenti o pratiche commerciali in violazione delle norme comunitarie in materia di concorrenza, volti a ostacolare l'accesso al mercato italiano della fornitura del gas all'ingrosso o a ripartire il mercato con altre imprese coinvolte in attività di fornitura e/o trasporto del gas naturale. Nell'ambito dell'accertamento disposto dalla decisione citata, funzionari della Commissione Europea hanno proceduto a ispezioni e all'acquisizione di documenti presso le sedi di Eni Divisione G&P e di altre società del Gruppo. Analoghe iniziative sono state contestualmente assunte dalla Commissione nei confronti dei principali operatori europei del mercato del gas in Germania, Francia, Austria e Belgio.
Nell'aprile 2007 la Commissione Europea ha comunicato la decisione di avviare la fase di approfondimento delle indagini, in quanto dagli elementi fino ad ora raccolti è emerso il sospetto che Eni abbia adottato comportamenti di *"accaparramento di capacità e sub-investimento strategico relativamente ai gasdotti di trasmissione"*, (comportamenti) diretti *"a escludere i concorrenti e ad arrecare un danno alla concorrenza e ai consumatori in uno o più mercati di fornitura in Italia"*. Nella medesima comunicazione è chiarito che la stessa *"non implica che la Commissione detenga prove conclusive per dimostrare l'infrazione, piuttosto che la Commissione si occuperà del caso in modo prioritario"*.

(iv) **TTPC.** Nell'aprile 2006 Eni ha presentato ricorso avanti il Tribunale Amministrativo per il Lazio avverso il provvedimento del 15 febbraio 2006 con il quale l'Autorità garante della concorrenza e del mercato aveva deliberato che la condotta posta in essere da Eni nel 2003 con riguardo all'esecuzione del piano di potenziamento del gasdotto TTPC di importazione del gas naturale dall'Algeria costituiva abuso di posizione dominante ai sensi dell'articolo 82 del Trattato UE. In quella sede l'Autorità inflisse a Eni una sanzione amministrativa di 390 milioni di euro ridotti a 290 milioni di euro in considerazione dell'impegno di Eni di attuare misure pro-concorrenziali, tra le quali in particolare il potenziamento del gasdotto in questione.
A fronte di questo contenzioso Eni ha effettuato un accantonamento al fondo rischi.
Il TAR del Lazio ha in parte accolto il ricorso proposto da Eni annullando la quantificazione della sanzione, riconoscendo la non adeguata ponderazione da parte dell'AGCM delle circostanze addotte da Eni. Contro la sentenza del TAR hanno presen-

tato autonomo ricorso al Consiglio di Stato sia l'AGCM che Eni e TTPC. Nelle more del giudizio il pagamento della sanzione rimarrà in attesa di determinazione.

POLIMERI EUROPA SPA E SYNDIAL SPA

(i) **Indagini per possibili violazioni della normativa *antitrust* connesse al settore degli elastomeri.** Nel dicembre del 2002 le autorità europee e statunitensi hanno avviato contestualmente indagini concernenti possibili violazioni della normativa *antitrust* nel settore degli elastomeri.
Attualmente risultano pendenti, innanzi alla Commissione Europea, indagini riguardanti i prodotti CR e NBR. In relazione alla procedura sul CR per presunte infrazioni commesse dal 1993 al 2002 nell'EEA. La Commissione Europea nel marzo 2007 ha inviato a Eni, Polimeri Europa e Syndial lo *Statement of Objections*, aprendo la seconda fase della procedura. Nel dicembre 2007 la Commissione Europea ha archiviato la posizione di Syndial relativamente al CR e ha contemporaneamente inflitto una ammenda pari a 132,16 milioni di euro in solido a Eni e Polimeri. Le società hanno presentato ricorso presso il Tribunale di Prima Istanza UE avverso tale decisione e hanno provveduto al pagamento dell'ammenda nel marzo 2008. Per quanto riguarda gli altri prodotti, le indagini hanno condotto all'accertamento di violazioni della normativa *antitrust* europea nelle BR-SBR. Con decisione del 29 novembre 2006 la Commissione Europea ha inflitto un'ammenda di 272,25 milioni di euro a Eni e Polimeri Europa in solido. Nel febbraio 2007 le Società hanno predisposto i ricorsi avverso tale decisione avanti al Tribunale di primo grado CE. La Commissione ha depositato un controricorso. In attesa dell'esito dei ricorsi, Polimeri Europa ha fornito una garanzia bancaria per 200 milioni di euro e versato il residuo importo della sanzione. Nell'agosto 2007 Eni ha avviato, presso il Tribunale di Milano, un'azione di accertamento negativo volta a ottenere una sentenza che attesti l'inesistenza del danno asseritamente subito dai produttori di pneumatici.
Relativamente all'NBR, è in corso un'indagine anche negli Stati Uniti, dove sono state instaurate *class action* in sede civile. La *class action* avviata in sede federale è stata abbandonata dagli attori; l'abbandono dovrà essere formalmente approvato dal Giudice federale.
Relativamente ad altri prodotti oggetto di indagine, sono stati definiti accordi transattivi sia innanzi alle autorità *antitrust* competenti sia in sede civile.
A fronte di questi contenziosi Eni ha effettuato un accantonamento al fondo rischi.

3.2 Regolamentazione

Istruttoria n. 228/07 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sulle modalità di informazione in materia di diritti di rateizzazione del pagamento dei corrispettivi per la vendita di gas.
Con delibera 228/07 l'AEEG ha avviato un'istruttoria formale nei confronti di Eni, in materia di rateizzazione del pagamento dei corrispettivi per la vendita di gas, per valutare l'eventuale adozione di un ordine di cessazione della condotta lesiva del diritto degli utenti e per l'eventuale irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria.
Eni ha effettuato un accantonamento al fondo rischi.

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA SA
Procedimento di infrazione avviato dall'Ente Nazionale di regolamentazione del settore del gas in Argentina. L'Ente nazionale di regolamentazione del settore gas in Argentina ("Enargas") ha avviato un procedimento di infrazione nei confronti di alcuni operatori del settore tra cui la Distribuidora de Gas Cuyana SA, società controllata di Eni. L'Enargas contesta alla società di non aver correttamente calcolato i fattori di conversione dei volumi per ricondurli a condizioni *standard* ai fini della fatturazione ai clienti e intima alla società di correggere, a partire dalla data della notifica (31 marzo 2004), i fattori di conversione nei termini della regolamentazione in vigore, senza pregiudizio dei risarcimenti e sanzioni che possano emergere dall'istruttoria in corso. La società impregiudicato ogni diritto di impugnativa del provvedimento, il 27 aprile 2004 ha presentato all'Enargas una memoria difensiva. In data 28 aprile 2006 la società ha presentato formalmente istanza di acquisizione documentale nei confronti di Enargas al fine di prendere conoscenza dei documenti sulla cui base viene contestata la presunta infrazione.

4. Contenziosi fiscali

ENI SPA
ICI Pineto
Con avviso di accertamento dell'imposta comunale sugli immobili (ICI) emesso dal Comune di Pineto (TE) e notificato a Eni SpA nel dicembre 1999, è stata contestata l'omessa presentazione della dichiarazione, nonché l'omesso versamento ICI per gli anni dal 1993 al 1998 relativamente a quattro piattaforme petrolifere per l'estrazione di idrocarburi installate nelle acque territoriali

del Mare Adriatico prospiciente la Regione Abruzzo. Conseguentemente è stato chiesto il pagamento di una somma complessiva di circa 17 milioni di euro a titolo di imposta, sanzioni per omesso versamento e omessa dichiarazione e interessi. Avverso tale avviso di accertamento è stato proposto ricorso con il quale è stato eccepito in via preliminare la carenza del potere impositivo del Comune in quanto il mare territoriale nel quale sono installate le piattaforme non rientra nel territorio comunale e, nel merito, la mancanza degli altri presupposti oggettivi previsti per l'applicazione dell'ICI. Il ricorso è stato accolto nei primi due gradi di giudizio dalla Commissione Tributaria Provinciale di Teramo con sentenza del gennaio 2001 e dalla Commissione Tributaria Regionale de L'Aquila con sentenza del gennaio 2003. La Corte Suprema di Cassazione con la sentenza del febbraio 2005 ha invece riconosciuto il potere impositivo del Comune anche sulle acque territoriali rinviando per la decisione di tutti gli altri motivi ad altra sezione della Commissione Tributaria Regionale dell'Abruzzo. Il 22 febbraio 2007 si è tenuta l'udienza e si è in attesa del deposito della sentenza. Il 28 dicembre 2005, per le medesime piattaforme petrolifere, il Comune di Pineto ha notificato a Eni SpA analogo avviso di accertamento dell'imposta comunale sugli immobili, per gli anni dal 1999 al 2004, con il quale è stato chiesto il pagamento di una somma complessiva di circa 24 milioni di euro a titolo di imposta, sanzioni e interessi, avverso il quale è stato proposto ricorso che è stato accolto con la sentenza della Commissione Tributaria Provinciale di Teramo del 4 dicembre 2007.

Agip Karachaganak BV

Contestazioni per mancato pagamento di imposte con conseguente addebito di interessi e penali.

Nel luglio 2004 le competenti autorità kazakhe hanno notificato alle società Agip Karachaganak BV e Agip Karachaganak Petroleum Operating BV, rispettivamente azionista e società operatrice del contratto di Karachaganak, gli esiti di *audit* fiscali relativi agli esercizi 2000-2003. In sintesi le contestazioni riguardano il mancato pagamento di imposte in quota Eni per 43 milioni di dollari e la compensazione anticipata di crediti VAT in quota Eni per 140 milioni di dollari, con conseguente addebito di interessi e penali per complessivi 128 milioni di dollari. Entrambe le società hanno presentato ricorso. A seguito dell'accordo raggiunto il 18 novembre 2004 e di successivi incontri, le contestazioni originarie si sono ora ridotte a 26 milioni di dollari in quota Eni, importo comprensivo di imposte, sovrattasse e interessi. Gli incontri proseguono. Eni ha effettuato uno stanziamento al fondo rischi.

Agip KCO

Nel dicembre 2007 l'Amministrazione Finanziaria kazakha ha notificato alla società Agip KCO, operatore nel contratto di Kashagan, un avviso di accertamento relativo ai periodi d'imposta dal 2004 al 2006. Le imposte contestate, in quota Eni, comprensive di sanzioni ed interessi, ammontano a circa 235 milioni di dollari USA relative al mancato pagamento e indebite detrazioni di IVA e alla mancata applicazione di ritenute alla fonte su pagamenti a fornitori esteri. Con l'avviso di accertamento si informano inoltre le società partecipanti al contratto di Kashagan che sarà notificato un ulteriore accertamento per costi indeducibili, in quota Eni, per un importo di 188 milioni di dollari USA e di maggiori redditi imponibili in capo alle stabili organizzazioni kazakhe, in quota Eni, per 48 milioni di dollari USA. La società ha presentato ricorso.
Eni ha effettuato uno stanziamento al fondo rischi.

5. Indagini della Magistratura

(i) **EniPower.** Nel giugno 2004 la Magistratura ha avviato indagini sugli appalti commessi dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower. Di dette indagini è stata data ampia diffusione dai mezzi di comunicazione e, allo stato delle conoscenze, ne è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici di EniPower stessa a un suo dirigente che è stato subito licenziato. A EniPower (committente) e alla Snamprogetti (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche ex Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Nella riunione del 10 agosto 2004 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato la situazione sopra descritta e ha condiviso l'avvenuta costituzione da parte dell'Amministratore Delegato di una *task force* incaricata di verificare il rispetto delle procedure di Gruppo nelle modalità di affidamento degli appalti e delle forniture da parte di EniPower e Snamprogetti e nella successiva esecuzione dei lavori. Inoltre il Consiglio ha indicato alle strutture di prestare fattiva e tempestiva collaborazione agli organi giudiziari inquirenti. Dagli accertamenti effettuati non sono emerse inadeguatezze nella struttura organizzativa o carenze nel sistema di controllo interno. Per alcuni aspetti specifici, le analisi sono state effettuate anche da consulenti tecnici esterni.
Eni, nell'ambito di una Linea Guida di fermezza e trasparenza, assumerà le deliberazioni che fossero necessarie per la costituzione di parte civile nel procedimento penale ai fini del risarcimento degli eventuali danni che fossero derivati dai comportamenti illeciti dei propri fornitori, dei loro e dei propri dipendenti.
Nel frattempo è stato notificato l'atto di conclusione delle indagini preliminari in cui EniPower e Snamprogetti non rientrano tra i soggetti giuridici indagati ai sensi del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Nell'agosto 2007 è stato notificato il

provvedimento con cui il Pubblico Ministero ha chiesto lo stralcio, tra gli altri, delle società EniPower SpA e di SnamProgetti SpA per la successiva archiviazione. Il procedimento prosegue a carico di ex dipendenti delle predette società nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Eni SpA, EniPower e Snamprogetti si sono costituite parte civile nell'udienza preliminare.

(ii) ***Trading***. Nell'ambito di un'iniziativa giudiziaria in corso che vede coinvolti due ex dirigenti di Eni, che avrebbero percepito somme di denaro per favorire la conclusione di rapporti contrattuali con società operanti nel *trading* internazionale di prodotti petroliferi, il 10 marzo 2005 la Procura della Repubblica di Roma ha notificato a Eni SpA due provvedimenti di sequestro di documentazione afferente i rapporti fra Eni e le due società; nel procedimento Eni è parte offesa. Il pubblico ministero ha depositato richiesta di archiviazione non essendo stati raccolti elementi idonei a sostenere l'accusa in giudizio.

(iii) **Consorzio TSKJ - Indagini della SEC e di altre autorità.** Nell'ambito delle indagini in corso della *Securities and Exchange Commission* degli USA (*SEC*) riguardanti presunti pagamenti impropri a pubblici ufficiali da parte del consorzio TSKJ (partecipato al 25% dalla Snamprogetti (Eni 43,41%) e, per la restante parte, da controllate della Halliburton/KBR, della Technip e della JGC), Eni e Snamprogetti hanno aderito positivamente alla richiesta SEC di collaborazione volontaria (così come nei confronti delle altre autorità che stanno svolgendo indagini), ricevuta nel giugno 2004, riguardante documentazione e altri elementi informativi in merito alla costruzione in Nigeria (Bonny Island) di impianti di liquefazione di gas naturale.

(iv) **Misurazione del gas.** Nel maggio 2007 è stato notificato a Eni SpA e altre società del Gruppo un provvedimento di sequestro di documenti nell'ambito del procedimento n.11183/06 RGNR avviato dalla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano. L'atto è stato notificato anche a cinque *top manager* del Gruppo oltre a società terze e loro dirigenti. Nell'atto istruttorio sono ipotizzati comportamenti in violazione di legge, a partire dall'anno 2003, con riferimento all'utilizzo degli strumenti di misurazione del gas, al relativo pagamento delle accise alla fatturazione ai clienti nonché ai rapporti con le Autorità di Vigilanza. Le violazioni contestate si riferiscono tra l'altro a fattispecie di reato previste dal Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231, che prevede la responsabilità amministrativa della società per i reati commessi da propri dipendenti nell'interesse o a vantaggio della società stessa. Ciò ha comportato la notifica della relativa informazione di garanzia anche alle società (per quanto riguarda il gruppo Eni: Eni SpA, Snam Rete Gas e Italgas e altre società terze). Le società del Gruppo stanno cooperando con le autorità competenti in relazione alla predetta indagine.

(v) **Agip KCO NV.** Nel novembre 2007 il *General Prosecutor* del Kazakhstan ha comunicato alla società Agip KCO NV l'avvio di un'indagine per la verifica di ipotesi di frode in merito alla assegnazione avvenuta nel 2005 di un contratto di appalto con il consorzio Overseas International Constructors GmBH.

6. Contenziosi chiusi

ENI SPA

Istruttoria dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in relazione all'utilizzo delle capacità di stoccaggio conferite per gli anni di stoccaggio 2004-2005 e 2005-2006.

Con delibera 23 febbraio 2006, n. 37/06 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avviato nei confronti di alcuni esercenti l'attività di vendita del gas, tra cui Eni SpA, un'istruttoria per l'eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie in relazione all'utilizzo delle capacità di stoccaggio conferite negli anni termici 2004-2005 e 2005-2006.

Per l'anno termico di stoccaggio 2004-2005 e per il periodo 1° ottobre 2005-31 dicembre 2005 dell'anno termico 2005-2006 l'Autorità ipotizza, in particolare, un utilizzo del servizio di stoccaggio di modulazione caratterizzato da un prelievo superiore ai quantitativi che, in ragione dell'effettivo andamento climatico, sarebbero stati necessari per soddisfare le esigenze per le quali l'impresa di stoccaggio ha riconosciuto priorità nel conferimento della capacità di stoccaggio, in contrasto con l'assetto regolamentare definito con delibera 26/06.

Eni ha presentato ampie e documentate memorie a confutazione delle tesi dell'Autorità circa l'asserita antigiuridicità dei comportamenti contestati, tenuto conto delle circostanze che avevano comportato gli eccessi di prelievo segnalati e dell'intervenuta autorizzazione all'utilizzo dello stoccaggio strategico da parte del Ministero dello Sviluppo Economico per l'anno termico 2004-2005.

A chiusura dell'istruttoria avviata con delibera 37/06, l'AEEG, con la delibera n. 281/2006 del 6 dicembre 2006 ha stabilito "*di irrogare a Eni una sanzione amministrativa pecuniaria ai sensi dell'art. 2, comma 20, lettera c), della Legge 481/95, nella misura di 90 milioni di euro, di cui: a) 45 milioni di euro per aver violato il comma 10.7 della deliberazione n. 26/02 nell'anno termico di stoccaggio 2004-2005; b) 45 milioni di euro per aver violato la predetta disposizione nell'anno termico di stoccaggio 2005-2006*".

Eni ha provveduto al pagamento in forma ridotta (oblazione) ai sensi dell'art. 16, comma 1, della Legge 24 novembre 1981, n. 689, relativamente alle violazioni contestate in relazione all'anno termico 2004-2005 e ha proposto ricorso al TAR Lombardia avverso la delibera 281/06 chiedendo: (a) per il primo anno termico, l'accertamento della legittimità del pagamento della sanzione in misura ridotta e, in caso, di reiezione di tale domanda, l'annullamento della sanzione; (b) per il secondo anno termico, l'annulla-

mento della sanzione. Nel giugno 2007 il TAR Lombardia ha accolto il ricorso Eni, annullando la delibera n. 281/06 relativamente alla sanzione irrogata per l'anno termico 2005-2006 eccependo in particolare la natura presuntiva e quindi non probatoria degli elementi sulla base dei quali l'Autorità aveva irrogato la sanzione. Per quanto riguarda la sanzione relativa all'anno termico 2004-2005, per la quale Eni ha eseguito il pagamento in misura ridotta (oblazione), il TAR, in assenza di eccezioni da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ha dichiarato inammissibile la domanda di accertamento della legittimità dell'oblazione. La sentenza non è stata impugnata dall'AEEG ed è passata in giudicato determinando l'annullamento della sanzione irrogata per l'anno termico 2005-2006. Conseguentemente Eni ha utilizzato a beneficio del conto economico 2007 l'ammontare accantonato al fondo rischi nel 2006.

Istruttoria dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato in relazione alla determinazione del prezzo consigliato dei carburanti in rete. Con delibera del 18 gennaio 2007, l'AGCM ha avviato un'istruttoria per possibile intesa restrittiva della concorrenza ex art. 81 Trattato CE nei confronti di Eni e di altre otto compagnie petrolifere. Secondo l'AGCM, le compagnie, quantomeno a partire dal 2004, avrebbero posto in essere meccanismi collusivi nella determinazione del prezzo consigliato dei carburanti in rete, attraverso continui scambi di informazioni.
Nell'aprile 2007, Eni ha depositato presso l'AGCM una proposta di impegni, avvalendosi del *sub*-procedimento che l'AGCM mette a disposizione delle imprese, al fine di determinare una chiusura istruttoria senza irrogazione della sanzione e accertamento di eventuali infrazioni. Nel dicembre 2007 l'AGCM ha definitivamente approvato gli impegni presentati da Eni e conseguentemente ha deliberato la chiusura del procedimento istruttorio senza accertamento di alcuna infrazione e senza irrogazione di alcuna sanzione. In particolare Eni ha assunto impegni nel mercato della vendita dei carburanti volti a contenere e, possibilmente ridurre, i prezzi al pubblico che, per la modalità *iperself*, risulteranno allineati alla media europea; inoltre si è impegnata a stipulare accordi con la Grande Distribuzione Organizzata.

STOCCAGGI GAS ITALIA SPA

Tariffe. Con delibera del 27 febbraio 2002, n. 26 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha fissato i criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio di modulazione, minerario e strategico relative al primo periodo di regolazione (dal 1° aprile 2002 al 31 marzo 2006) e con effetto retroattivo dal 21 giugno 2000. Il 18 marzo 2002 la Stoccaggi Gas Italia (Stogit) ha presentato le proprie proposte tariffarie per il primo periodo di regolazione sulla base dei criteri fissati dall'Autorità. Le proposte di Stogit sono state rigettate dall'Autorità che con la delibera del 26 marzo 2002, n. 49 ha stabilito le tariffe per il primo periodo di regolazione. La Stogit ha applicato le tariffe stabilite dalle delibere n. 26/2002 e n. 49/2002, ma ha impugnato tali delibere per ottenerne l'annullamento avanti al Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia che, con sentenza del 29 settembre 2003, ha respinto il ricorso presentato dalla Stogit. Contro tale sentenza la Stogit ha presentato appello al Consiglio di Stato che, con sentenza depositata il 26 gennaio 2006, ha respinto il ricorso.

POLIMERI EUROPA SPA

Violazione della normativa ambientale sulla gestione di rifiuti. Avanti il Tribunale di Gela, si è svolto un procedimento penale concernente la presunta violazione della normativa ambientale sulla gestione di rifiuti per quanto riguarda l'impianto ACN e l'utilizzo del FOK prodotto dall'impianto di *steam cracking* concluso con sentenza di condanna e riconoscimento in via equitativa di un danno di importo immateriale a un'associazione ambientalista costituitasi in giudizio e con rinvio al giudice civile per le determinazioni delle ulteriori richieste di danno.
La Corte di Appello di Caltanissetta, innanzi alla quale era stata impugnata la sentenza di primo grado, ha emesso sentenza di assoluzione perché il fatto non sussiste.

RAFFINERIA DI GELA SPA

Inquinamento suolo e acque reflue. Nel 1999 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine al fine di accertare l'eventuale inquinamento del suolo e delle acque reflue che sfociano nel mare antistante la Raffineria. Nel giudizio si sono costituite parti civili tre associazioni ambientaliste che hanno chiesto alla Raffineria di Gela SpA, costituita nel giudizio come successore di Eni, la somma complessiva di 551 milioni di euro a titolo di risarcimento danni. Con sentenza di proscioglimento di primo grado del 20 febbraio 2007, il Tribunale di Gela ha dichiarato che il fatto non sussiste.

SYNDIAL SPA

Atto di citazione per l'accertamento della responsabilità nell'inquinamento dei terreni di Paderno Dugnano. Con atto di citazione notificato nel marzo 2004, la Sitindustrie SpA, che nel 1996 ha acquistato da EniRisorse (ora incorporata in Syndial SpA) lo stabilimento di Paderno Dugnano, ha convenuto in giudizio avanti al Tribunale di Milano la Syndial SpA chiedendo di accertare

la responsabilità di quest'ultima nell'inquinamento dei terreni e la condanna della convenuta al risarcimento dei danni nella misura minima necessaria alla bonifica. Con sentenza n. 8404/06 pronunciata il 10 giugno 2006, il Tribunale di Milano ha rigettato integralmente le domande della Sitindustrie. Il termine per l'impugnazione della sentenza del Tribunale di Milano è scaduto il 1° novembre 2007.

ENI SPA

Notifica a Eni Petroleum Co Inc di una "*subpoena*" del US Department of Justice - Antitrust Division, con la richiesta di documenti e informazioni sull'attività delle cere e una prova testimoniale. Lo *US Department of Justice - Antitrust Division*, il 28 aprile 2005 ha notificato a Eni Petroleum Co Inc, nella sede di Houston (USA), una "*subpoena*" con la richiesta di fornire documenti e informazioni sull'attività relativa alle cere e una prova testimoniale per il 20 giugno 2005. La società ha formalmente risposto che non commercializza né importa cere nel territorio degli Stati Uniti.

ENI SPA

Decreto Dirigenziale Regione Lombardia.

Con Decreto Dirigenziale del 6 dicembre 2000 la Regione Lombardia ha affermato l'imponibilità del metano impiegato per la produzione di energia elettrica ai fini dell'addizionale regionale dell'imposta erariale di consumo, relativamente alla quale Eni SpA agisce quale sostituto d'imposta nei confronti dei propri clienti. In considerazione delle perduranti incertezze interpretative, lo stesso decreto prevedeva i termini entro i quali le aziende erogatrici potevano corrispondere il tributo senza oneri sanzionatori. Eni e le altre aziende erogatrici non hanno inteso avvalersi di tale possibilità perché ritengono il gas impiegato per la produzione di energia elettrica al di fuori del campo di applicazione dell'addizionale. Al riguardo è stata chiesta un'interpretazione ufficiale al Ministero dell'Economia e delle Finanze. Il Ministero con risoluzione del 29 maggio 2001 ha confermato l'inapplicabilità dell'imposta. Eni, considerata l'indisponibilità della Regione a recepire la risoluzione ministeriale e a revocare il Decreto Dirigenziale, ha presentato ricorso al Consiglio di Stato che con sentenza notificata il 18 marzo 2002 ha dichiarato la materia non di competenza del giudice amministrativo. In relazione a ciò, se la Regione dovesse notificare gli atti impositivi per chiedere l'addizionale, Eni impugnerà gli stessi avanti il giudice competente. In precedenza la Regione Lombardia aveva stabilito con L.R. n. 27/2001 che dal 1° gennaio 2002 non è più dovuta l'addizionale oggetto del giudizio, ma ha dichiarato dovuti i relativi tributi sorti anteriormente a tale data. Il contenzioso è da considerarsi chiuso per decorrenza del termine ordinario (cinque anni) di prescrizione dell'azione di accertamento dei tributi in oggetto.

SNAM RETE GAS

Tributo della Regione Sicilia sulla proprietà dei gasdotti.

La Regione Sicilia, con Legge Regionale del 26 marzo 2002 n. 2 entrata in vigore a decorrere dall'aprile 2002, ha istituito un tributo ambientale sulla proprietà di condotte di prima specie, con pressione massima di esercizio superiore a 24 bar, ricadenti nel proprio territorio. Snam Rete Gas ha pagato le prime otto rate per un ammontare complessivo di 86,1 milioni di euro, sospendendo i pagamenti nel dicembre 2002 in forza di una sentenza del TAR Lombardia. Contemporaneamente, Snam Rete Gas ha promosso le iniziative necessarie per salvaguardarsi dagli effetti del provvedimento innanzi alle competenti sedi della giustizia europea e della giustizia tributaria italiana.

La Corte di Giustizia Europea con sentenza del 21 giugno 2007 ha dichiarato l'incompatibilità con l'ordinamento comunitario del tributo in oggetto in quanto in contrasto con l'accordo di cooperazione sottoscritto fra la Comunità Economica Europea e l'Algeria, in base al quale ad alcuni prodotti (compreso il gas metano) provenienti da tale Paese non sono applicabili dazi o tasse di effetto equivalente. A seguito di tale sentenza l'Assemblea della Regione Sicilia ha abrogato la norma istitutiva del tributo in esame con l'art. 4 della Legge Regionale 21 agosto 2007, n. 15.

Con diverse sentenze emesse a partire dal 2004 e passate in giudicato nel corso del 2007, la Commissione Tributaria di Palermo prima provinciale e poi regionale ha dichiarato l'illegittimità del tributo per contrasti con le norme comunitarie condannando la Regione Sicilia al rimborso delle somme versate.

L'Assemblea della Regione Sicilia, nella legge finanziaria regionale per il 2008 ha previsto le necessarie coperture per la restituzione delle somme dovute a Snam Rete Gas. Il 18 febbraio 2007 è stato siglato un accordo tra la Regione e Snam Rete Gas per la dilazione in sei rate annuali a partire dal 1° trimestre 2008 del pagamento delle somme dovute. Il 1° marzo 2008 Snam Rete Gas ha incassato la prima rata del rimborso.

Altri impegni e rischi

Le *parent company guarantees* rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in 11.110 milioni di euro (4.911 milioni di euro al 31 dicembre 2006). L'incremento di 6.199 è riferito essenzialmente ai nuovi impegni di Agip Caspian Sea BV in Kazakhstan (5.605 milioni di euro).

L'impegno assunto da Eni nella convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la Treno Alta Velocità - TAV SpA e il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due di dare la propria disponibilità a garantire la buona esecuzione della progettazione e della realizzazione delle opere affidate al Consorzio, garantendo perciò a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella convenzione e nell'Atto Integrativo e in ogni atto aggiuntivo addendum e/o modifica o integrazione. Il Regolamento del Consorzio obbliga i consorziati a rilasciare la manleva e le garanzie negli stessi termini del CEPAV Uno.

L'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Cameron Llc per il contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005. L'impegno è sottoposto a clausola sospensiva e avrà efficacia dal momento dell'avvio del servizio di rigassificazione previsto in una data compresa tra il 1° ottobre 2008 e il 30 giugno 2009. L'impegno è stimabile in 226 milioni di euro.

L'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Gulf LNG Energy per l'acquisizione della capacità non impegnata di rigassificazione (5,78 miliardi di metri cubi/anno) per i 20 anni in cui è previsto l'utilizzo dell'impianto (2011-2031). L'impegno previsto è stimato per un ammontare non superiore a 1.400 milioni di dollari USA (951 milioni di euro).

L'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Angola LNG Supply Service per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA). L'impegno di acquisto avrà efficacia dal momento dell'avvio dell'impianto previsto a partire dal 2011 e fino al 2031.

A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e in alcune attività dei settori Gas & Power e Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati da chi ne detiene il diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, Eni corrisponde delle *royalties* e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, delle imposte a vario titolo. Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. Nei *Production Sharing Agreement* e nei contratti di *buy-back* il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali, sottoscritti con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (*cost oil*) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (*profit oil*). Con riferimento allo stoccaggio del gas naturale in Italia, l'attività è svolta sulla base di concessioni di durata non superiore a venti anni rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Economico ai soggetti che presentano i requisiti di idoneità normativamente previsti e che dimostrino di poter svolgere, nel pubblico interesse, un programma di stoccaggio rispondente alle disposizioni di Legge. Nel settore Gas & Power l'attività di distribuzione gas è svolta in regime di concessione tramite affidamento del servizio da parte degli Enti locali. Alla scadenza della concessione al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione, è riconosciuto un indennizzo definito con i criteri della stima industriale. Le tariffe del servizio di distribuzione sono definite sulla base di una metodologia stabilita dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Il Decreto Legislativo n. 164/2000 prevede l'affidamento del servizio di distribuzione esclusivamente con gara, per una durata massima di 12 anni. Nel settore Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. Tali beni vengono ammortizzati lungo la durata della concessione (normalmente 5 anni per l'Italia). A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali *royalties* fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimuovibili.

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nella precedente sezione "Rischi di Impresa – Rischio *operation*". In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato per il rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto

degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi stanziati. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del decreto del Ministro dell'Ambiente n. 471/1999; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

Il Decreto Legislativo n. 216 del 4 aprile 2006 ha recepito la direttiva *Emission Trading* 2003/87/CE in materia di emissioni dei gas ad effetto serra e la direttiva 2004/101/CE relativa all'utilizzo di crediti di carbonio derivanti da progetti basati sui meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto. Dal 1° gennaio 2005 è operativo lo Schema Europeo di *Emission Trading* (*ETS*), in relazione al quale il 24 febbraio 2006 è stato emanato il decreto del Ministro dell'Ambiente recante l'assegnazione agli impianti esistenti dei permessi di emissione per il triennio 2005-2007. A Eni sono stati assegnati permessi di emissione equivalenti a 65,6 milioni di tonnellate di anidride carbonica (di cui 22,4 per il 2005, 22,4 per il 2006 e 20,8 per il 2007), a cui vanno aggiunti circa 11,7 milioni di permessi di emissione rilasciati agli impianti "nuovi entranti" nel corso del triennio 2005-2007. A seguito della realizzazione dei progetti di riduzione delle emissioni, in particolare per la cogenerazione di energia elettrica e vapore con cicli combinati ad alta efficienza nelle raffinerie e nei poli petrolchimici, nell'esercizio 2007 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni incluse nel decreto sono risultate, complessivamente, inferiori rispetto ai permessi di emissione assegnati. Nell'esercizo 2007 le emissioni di anidride carbonica sono risultate pari a circa 24,0 milioni di tonnellate.

29 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.
I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006	2007
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	73.679	85.957	87.103
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	49	148	153
	73.728	**86.105**	**87.256**

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(milioni di euro)	2005	2006	2007
Accise	14.140	13.762	13.292
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	2.487	2.750	2.728
Prestazioni fatturate a *partner* per attività in *joint venture*	1.331	1.385	1.554
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	1.326	1.453	1.480
Vendite in conto permuta di altri beni	108	127	121
	19.392	**19.477**	**19.175**

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 35 "Informazioni per settore di attività e per area geografica".

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006	2007
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	114	61	181
Locazioni e affitti di azienda	102	98	95
Indennizzi	89	40	87
Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali	71	100	66
Altri proventi (*)	422	484	398
	798	**783**	**827**

(*) Di ammontare unitario inferiore a 25 milioni di euro.

30 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006	2007
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	35.318	44.661	44.884
Costi per servizi	9.405	10.015	10.828
Costi per godimento di beni di terzi	1.929	1.903	2.276
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	1.643	767	591
Altri oneri	1.100	1.089	1.095
	49.395	**58.435**	**59.674**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(704)	(809)	(1.357)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(124)	(136)	(138)
	48.567	**57.490**	**58.179**

I costi per servizi comprendono compensi di mediazione per 37 milioni di euro (24 e 39 milioni di euro rispettivamente nel 2005 e nel 2006).

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale ammontano a 189 milioni di euro (202 e 219 milioni di euro rispettivamente nel 2005 e nel 2006).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono canoni per contratti di *leasing* operativo per 1.081 milioni di euro (777 e 860 milioni di euro rispettivamente nel 2005 e nel 2006) e *royalties* su prodotti petroliferi estratti per 772 milioni di euro (965 e 823 milioni di euro rispettivamente nel 2005 e nel 2006). I pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di *leasing* operativo non annullabili si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006	2007
Pagabili entro:			
1 anno	363	594	588
da 2 a 5 anni	799	1.474	1.401
oltre 5 anni	418	762	942
	1.580	**2.830**	**2.931**

I contratti di *leasing* operativo riguardano principalmente *time charter* e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di *leasing* operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli *asset* o alla capacità di indebitarsi.

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza di 591 milioni di euro (1.643 e 767 milioni di euro rispettivamente nel 2005 e nel 2006) riguardano in particolare il fondo rischi ambientali per 327 milioni di euro (515 e 248 milioni di euro rispettivamente nel 2005 e nel 2006), il fondo rischi per contenziosi per 79 milioni di euro (336 e 149 milioni di euro rispettivamente nel 2005 e nel 2006) e il fondo oneri per operazioni e concorsi a premio per 59 milioni di euro (50 e 44 milioni di euro rispettivamente nel 2005 e nel 2006). Ulteriori informazioni sono riportate alla nota n. 22 "Fondi per rischi e oneri".

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	2005	2006	2007
Salari e stipendi	2.484	2.630	2.906
Oneri sociali	662	691	690
Oneri per benefici ai dipendenti	126	230	161
Altri costi	255	305	275
	3.527	**3.856**	**4.032**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(143)	(161)	(184)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(33)	(45)	(48)
	3.351	**3.650**	**3.800**

Gli oneri per benefici ai dipendenti di 161 milioni di euro comprendono il provento relativo alla modifica dell'istituto del trattamento di fine rapporto a seguito dell'entrata in vigore delle disposizioni della Legge Finanziaria 2007 e dei relativi decreti attuativi (83 milioni di euro). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 23 "Fondi per benefici ai dipendenti".

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2005	2006	2007
Dirigenti	1.754	1.676	1.594
Quadri	10.747	11.142	11.816
Impiegati	34.457	34.671	35.725
Operai	24.345	25.426	25.582
	71.303	**72.915**	**74.717**

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo. Il numero medio dei dirigenti comprende i *manager* assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

STOCK GRANT

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del Codice Civile[1] legato al conseguimento di obiettivi prefissati che determini la loro partecipazione al rischio di impresa e alla crescita del valore per l'azionista, nonché il consolidamento nel tempo del loro apporto professionale ai processi gestionali delle attività di Eni, negli esercizi 2003, 2004 e 2005 sono stati approvati piani di incentivazione che prevedono, previa verifica del conseguimento degli obiettivi aziendali prefissati nell'anno precedente, l'impegno di assegnare a titolo gratuito azioni proprie. L'assegnazione è effettuata entro i 45 giorni successivi al compimento del terzo anno dalla data di assunzione dell'impegno. Al 31 dicembre 2007 rimangono in essere impegni di assegnazione a titolo gratuito per n. 902.800 azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro. Gli impegni riguardano l'assegnazione 2003 per n. 2.500 azioni con un *fair value* di 11,20 euro per azione, l'assegnazione 2004 per n. 1.700 azioni con un *fair value* di 14,57 euro per azione e l'assegnazione 2005 per n. 898.600 azioni con un *fair value* di 20,08 euro per azione.

L'evoluzione dei piani di *stock grant* in essere nel 2005, nel 2006 e nel 2007 è la seguente (trattandosi di azioni gratuite il prezzo di esercizio è nullo):

	2005		2006		2007	
	Numero di azioni	Prezzo di mercato [a] (euro)	Numero di azioni	Prezzo di mercato [a] (euro)	Numero di azioni	Prezzo di mercato [a] (euro)
Diritti esistenti al 1° gennaio	**3.112.200**	**18,461**	**3.127.200**	**23,460**	**1.873.600**	**25,520**
Nuovi diritti assegnati	1.303.400	21,336				
Diritti esercitati nel periodo	(1.273.500)	23,097	(1.236.400)	23,933	(966.000)	24,652
Diritti decaduti nel periodo	(14.900)	22,390	(17.200)	23,338	(4.800)	26,972
Diritti esistenti al 31 dicembre	**3.127.200**	**23,460**	**1.873.600**	**25,520**	**902.800**	**25,120**
di cui: esercitabili al 31 dicembre	**38.700**	**23,460**	**156.700**	**25,520**	**68.100**	**25,120**

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale dal rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

(1) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in Borsa (le società hanno un proprio piano di incentivazione) e le loro controllate.

STOCK OPTION

Al fine di consentire la partecipazione ad un efficace sistema di incentivazione manageriale ai dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del Codice Civile[2] che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati del Gruppo o che sono di interesse strategico per il Gruppo, sono stati avviati piani di incentivazione che prevedono l'assegnazione di diritti di acquisto su azioni Eni (di seguito "opzioni").

PIANI 2002-2004 E 2005

Le opzioni danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni in un rapporto di 1:1, decorsi tre anni dalla data di assegnazione (*vesting period*) e per un periodo massimo di cinque anni, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione o (dal 2003), se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione (*"strike price"*).

PIANO 2006-2008

Il piano di *stock option* 2006-2008 ha introdotto una condizione di *performance* ai fini dell'esercizio delle opzioni. Al termine di ciascun triennio di *vesting* dall'assegnazione, il Consiglio di Amministrazione determinerà il numero di opzioni esercitabili, in percentuale compresa tra zero e 100, in funzione del posizionamento del *Total Shareholders' Return (TSR)* del titolo Eni rispetto a quello delle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. Le opzioni potranno essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (*vesting period*) e per un periodo massimo di tre anni a un prezzo corrispondente alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione (*"strike price"*).

La media di tali prezzi, ponderata per le quantità assegnate, corrisponde a 23,119 euro per azione per le assegnazioni 2006 e a 27,451 euro per azione per le assegnazioni 2007.

Al 31 dicembre 2007 sono state assegnate n. 17.699.625 opzioni per l'acquisto di n. 17.699.625 azioni ordinarie di Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si riferiscono all'assegnazione 2002 per n. 107.500 azioni con un prezzo di esercizio di 15,216 euro per azione, all'assegnazione 2003 per n. 281.400 azioni con un prezzo di esercizio di 13,743 euro per azione, all'assegnazione 2004 per n. 1.124.000 azioni con un prezzo di esercizio di 16,576 euro per azione, all'assegnazione 2005 per n. 3.812.000 azioni con un prezzo di esercizio di 22,512 euro per azione, all'assegnazione 2006 per n. 6.467.775 azioni con un prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità assegnate di 23,119 euro per azione e all'assegnazione 2007 per n. 5.906.950 azioni con un prezzo di esercizio di 27,451 euro per azione.

Al 31 dicembre 2007 la vita utile media residua delle opzioni è di 2 anni e 7 mesi per il piano 2002, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2003, di 4 anni e 7 mesi per il piano 2004, di 5 anni e 7 mesi per il piano 2005, di 4 anni e 7 mesi per il piano 2006 e di 5 anni e 7 mesi per il piano 2007.

L'evoluzione dei piani di *stock option* in essere nel 2005, nel 2006 e nel 2007 è la seguente:

	2005			2006			2007		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato [a] (euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato [a] (euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato [a] (euro)
Diritti esistenti al 1° gennaio	**11.789.000**	**15,111**	**18,461**	**13.379.600**	**17,705**	**23,460**	**15.290.400**	**21,022**	**25,520**
Nuovi diritti assegnati	4.818.500	22,512	22,512	7.050.000	23,119	23,119	6.128.500	27,451	27,447
Diritti esercitati nel periodo	(3.106.400)	15,364	22,485	(4.943.200)	15,111	23,511	(3.028.200)	16,906	25,338
Diritti decaduti nel periodo	(121.500)	16,530	23,100	(196.000)	19,119	23,797	(691.075)	24,346	24,790
Diritti esistenti al 31 dicembre	**13.379.600**	**17,705**	**23,460**	**15.290.400**	**21,022**	**25,520**	**17.699.625**	**23,822**	**25,120**
di cui: esercitabili al 31 dicembre	**1.540.600**	**16,104**	**23,460**	**1.622.900**	**16,190**	**25,520**	**2.292.125**	**18,440**	**25,120**

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti all'inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

(2) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in Borsa (le società hanno un proprio piano di incentivazione) e le loro controllate.

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate era di 5,39 euro per azione nel 2002, di 1,50 euro per azione nel 2003, di 2,01 euro per azione nel 2004, di 3,33 euro per azione nel 2005; la media ponderata per il numero di azioni di 2,89 euro per azione nel 2006 e la media ponderata per il numero di azioni di 2,98 euro nel 2007. Il valore di mercato per azione è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

		2002	2003	2004	2005	2006	2007
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,5	3,2	3,2	2,5	4,0	4,7
Durata	(anni)	8,0	8,0	8,0	8,0	6,0	6,0
Volatilità implicita	(%)	43,0	22,0	19,0	21,0	16,8	16,3
Dividendi attesi	(%)	4,5	5,4	4,5	4,0	5,3	4,9

Il costo dei piani di *stock grant* e *stock option* di competenza dell'esercizio ammonta a 27 milioni di euro (rispettivamente, 35 e 20 milioni di euro nel 2005 e nel 2006).

Compensi spettanti al *key management personnel*

I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategica (cd. *key management personnel*) ammontano a 15, 23 e 25 milioni di euro rispettivamente per il 2005, 2006 e il 2007 e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006	2007
Salari e stipendi	11	16	17
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1	1
Altri benefici a lungo termine		3	3
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro	1		
Stock grant e *stock option*	2	3	4
	15	23	25

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 19,2, 8,7 e 8,9 milioni di euro rispettivamente per gli esercizi 2005, 2006 e 2007. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a 0,785, 0,686 e 0,678 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2005, 2006 e 2007.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006	2007
Ammortamenti:			
- attività materiali	4.576	4.821	5.031
- attività immateriali	936	1.335	2.000
	5.512	6.156	7.031
Svalutazioni:			
- attività materiali	264	231	145
- attività immateriali	8	54	62
	272	285	207
a dedurre:			
- rivalutazioni di attività materiali		(17)	
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(2)	(2)	(2)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(1)	(1)	
	5.781	6.421	7.236

31 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006	2007
Proventi su partecipazioni			188
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	159	116	180
Proventi netti da crediti finanziari	95	130	112
Proventi netti su titoli	36	51	39
Interessi su crediti di imposta	17	17	31
Proventi (oneri) netti su contratti derivati	(386)	383	26
Differenze attive (passive) nette di cambio	169	(152)	(51)
Interessi netti verso banche	(38)	79	(80)
Interessi e altri oneri verso altri finanziatori	(56)	(101)	(129)
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo [a]	(109)	(116)	(186)
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(265)	(247)	(258)
Altri proventi (oneri) netti	12	1	45
	(366)	**161**	**(83)**

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, a un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

I proventi (oneri) su contratti derivati si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006	2007
Contratti su valute	(85)	313	120
Contratti su tassi d'interesse	(138)	61	35
Contratti su merci	(163)	9	(129)
	(386)	**383**	**26**

I proventi netti su contratti derivati di 26 milioni di euro (oneri netti per 386 milioni di euro e proventi netti per 383 milioni di euro rispettivamente nel 2005 e nel 2006) si determinano principalmente per la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo gli *IFRS* in quanto realizzati per importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura i contratti derivati comporta la rilevazione delle differenze attive (passive) nette di cambio in quanto gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine esercizio delle attività e passività in moneta diversa da quella funzionale non vengono contabilmente compensate dalla variazione dei *fair value* dei contratti derivati. Gli oneri netti su contratti derivati su merci di 129 milioni di euro comprendono 52 milioni di euro relativi alla variazione negativa del *fair value*, inefficace ai fini della copertura (componente *time value*), dei contratti derivati posti in essere dal settore Exploration & Production per stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 in considerazione delle acquisizioni di *asset* in produzione, in sviluppo e in fase esplorativa realizzate nel 2007 nell'*onshore* del Congo dalla società francese Maurel & Prom e nel Golfo del Messico dalla società Dominion Resources. Maggiori informazioni sono riportate alle nn. 20 "Altre passività" correnti e 25 "Altre passività" non correnti.
I proventi su partecipazioni di 188 milioni di euro riguardano la valutazione al *fair value* della partecipazione del 20% in OAO Gazprom Neft e della relativa opzione di acquisto attribuita da Eni a Gazprom (maggiori informazioni sono indicate alla nota n. 2 "Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita").

32 Proventi (oneri) su partecipazioni

Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto
L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto si analizza come segue:

(milioni di euro)	2005	2006	2007
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	770	887	906
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(33)	(36)	(135)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto		(56)	2
	737	**795**	**773**

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 12 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

Gli altri proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006	2007
Plusvalenze da cessioni	179	25	301
Dividendi	33	98	170
Minusvalenze da cessioni	(8)	(7)	(1)
Altri proventi (oneri) netti	(27)	(8)	
	177	**108**	**470**

Le plusvalenze da cessioni di 301 milioni di euro riguardano principalmente la vendita della Haldor Topsøe AS (265 milioni di euro) e della Camom SA (25 milioni di euro). Le plusvalenze da cessioni relative al 2006 di 25 milioni di euro riguardano principalmente la vendita della Fiorentina Gas SpA e della Toscana Gas SpA (16 milioni di euro). Le plusvalenze da cessioni relative al 2005 di 179 milioni di euro riguardano principalmente la vendita della Italiana Petroli SpA (132 milioni di euro).
I dividendi di 170 milioni di euro riguardano essenzialmente la Nigeria LNG (131 milioni di euro) e la Saudi European Petrochemical Company - IBN ZAHR (19 milioni di euro).

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006	2007
Imposte correnti:			
- imprese italiane	1.872	2.007	2.380
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	5.116	6.740	6.695
- imprese estere	373	529	482
	7.361	**9.276**	**9.557**
a dedurre:			
- crediti di imposta su dividendi non utilizzati per il pagamento delle imposte	(34)		
	7.327	**9.276**	**9.557**
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	334	230	(582)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	464	1.095	246
- imprese estere	3	(33)	(2)
	801	**1.292**	**(338)**
	8.128	**10.568**	**9.219**

Le imposte correnti dell'esercizio relative alle imprese italiane di 2.380 milioni di euro riguardano l'IRES per 1.964 milioni di euro, l'IRAP per 346 milioni di euro e imposte estere per 70 milioni di euro.
L'incidenza delle imposte sull'utile del periodo prima delle imposte è del 46,0% (46,8 e 51,8% rispettivamente nel 2005 e nel 2006) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 37,9% (38,1% e 37,9% rispettivamente nel 2005 e nel 2006) che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana fino all'esercizio 2007 del 33% (IRES) all'utile prima delle imposte e del 4,25% (IRAP) al valore netto della produzione. A partire dall'esercizio 2008 le aliquote IRES e IRAP sono state ridotte rispettivamente al 27,5% e al 3,9%.

L'analisi della differenza tra l'aliquota fiscale teorica e quella effettiva per i tre periodi messi a confronto è la seguente:

(%)	2005	2006	2007
Aliquota teorica	**38,1**	**37,9**	**37,9**
Variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:			
- maggiore incidenza fiscale delle imprese estere	8,8	13,6	10,2
- riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili e adeguamento aliquote delle imprese italiane			(2,0)
- differenze permanenti e altre motivazioni	(0,1)	0,3	(0,1)
	8,7	**13,9**	**8,1**
	46,8	**51,8**	**46,0**

La "maggiore incidenza fiscale delle imprese estere" riguarda il settore Exploration & Production per 15 punti percentuali (12,7 punti percentuali e 17,2 punti percentuali rispettivamente nel 2005 e nel 2006). La "maggiore incidenza fiscale delle imprese estere" del settore Exploration & Production nel 2006 (4,5 punti percentuali) comprende gli effetti derivanti dall'applicazione della *windfall tax* introdotta dal Governo dell'Algeria con efficacia 1° agosto 2006 (1,6 punti percentuali) e di un *supplemental tax rate* introdotto da parte del Governo del Regno Unito sulle produzioni del Mare del Nord con efficacia 1° gennaio 2006 (1,0 punti percentuali).
Il "riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili e adeguamento aliquote delle imprese italiane" riguarda gli effetti fiscali differiti conseguenti: (i) all'esercizio dell'opzione prevista dalla Legge Finanziaria 2008 relativa al riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili e di altre attività ai maggiori valori di libro (773 milioni di euro) mediante il pagamento di un'imposta sostitutiva (325 milioni di euro); (ii) alla riduzione delle aliquote previste dalla normativa fiscale italiana a partire dal 2008 (IRES dal 33% al 27,5% e IRAP dal 4,25% al 3,9%; 54 milioni di euro).
Le "differenze permanenti e altre motivazioni" relative all'esercizio 2006 comprendono l'effetto relativo all'indeducibilità dal reddito imponibile dello stanziamento di oneri a fronte di provvedimenti delle autorità antitrust e di regolamentazione (0,4 punti percentuali). Le differenze permanenti e altre motivazioni relative all'esercizio 2005 comprendono l'effetto relativo all'indeducibilità dal reddito imponibile dell'accantonamento ai fondi per rischi e oneri della sanzione amministrativa comminata il 15 febbraio 2006 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato a Eni SpA (0,6 punti percentuali).

34 Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.
Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.758.519.603, di 3.698.201.896 e di 3.668.305.807 rispettivamente negli esercizi 2005, 2006 e 2007.

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse.
Al 31 dicembre 2005, 2006 e 2007 le azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani di *stock grant* e di *stock option*. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito è di 3.763.375.140, di 3.701.262.557 e di 3.669.172.762 rispettivamente negli esercizi 2005, 2006 e 2007.
La riconciliazione del numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzato per la determinazione dell'utile per azione semplice e quello utilizzato per la determinazione dell'utile per azione diluito è di seguito indicata:

		2005	2006	2007
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice		**3.758.519.603**	**3.698.201.896**	**3.668.305.807**
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di *stock grant*		2.268.265	1.070.676	302.092
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di *stock option*		2.587.272	1.989.985	564.863
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito		**3.763.375.140**	**3.701.262.557**	**3.669.172.762**
Utile netto di competenza Eni	(milioni di euro)	**8.788**	**9.217**	**10.011**
Utile per azione semplice	(ammontari in euro per azione)	**2,34**	**2,49**	**2,73**
Utile per azione diluito	(ammontari in euro per azione)	**2,34**	**2,49**	**2,73**

Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività [3]

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Elisioni	Totale
2005									
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	22.531	22.969	33.732	6.255	5.733	863	1.239		
a dedurre: ricavi infrasettori	(14.761)	(572)	(1.092)	(683)	(925)	(546)	(1.015)		
Ricavi da terzi	7.770	22.397	32.640	5.572	4.808	317	224		73.728
Risultato operativo	12.592	3.321	1.857	202	307	(934)	(377)	(141)	16.827
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	50	703	420	47	32	284	107		1.643
Ammortamenti e svalutazioni	4.101	685	467	147	180	91	114	(4)	5.781
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	14	359	221	3	140				737
Attività direttamente attribuibili [b]	29.010	21.928	11.787	2.905	5.248	438	1.523	(534)	72.305
Attività non direttamente attribuibili									11.545
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	292	2.155	936	19	457	31			3.890
Passività direttamente attribuibili [c]	6.785	5.097	4.542	702	3.204	2.070	2.131		24.531
Passività non direttamente attribuibili									20.102
Investimenti in attività materiali e immateriali	4.965	1.152	656	112	349	48	132		7.414
2006									
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	27.173	28.368	38.210	6.823	6.979	823	1.174		
a dedurre: ricavi infrasettori	(18.445)	(751)	(1.300)	(667)	(771)	(520)	(991)		
Ricavi da terzi	8.728	27.617	36.910	6.156	6.208	303	183		86.105
Risultato operativo	15.580	3.802	319	172	505	(622)	(296)	(133)	19.327
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	153	197	264	30	(13)	236	(100)		767
Ammortamenti e svalutazioni	4.776	738	447	174	196	28	71	(9)	6.421
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	28	509	194	2	66	(4)			795
Attività direttamente attribuibili [b]	29.720	23.500	11.359	2.984	6.362	344	1.023	(666)	74.626
Attività non direttamente attribuibili									13.686
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	258	2.214	874	11	483	46			3.886
Passività direttamente attribuibili [c]	9.119	5.284	4.712	806	3.869	1.940	1.619		27.349
Passività non direttamente attribuibili									19.764
Investimenti in attività materiali e immateriali	5.203	1.174	645	99	591	72	88	(39)	7.833

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

(3) Le informazioni per settore di attività relative all'esercizio 2005 sono state riclassificate sulla base dei nuovi raggruppamenti dei settori. Le riclassifiche hanno riguardato i settori Exploration & Production, Altre attività e Corporate e società finanziarie.

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrolchimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Elisioni	Totale
2007									
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	27.278	27.633	36.401	6.934	8.678	205	1.313		
a dedurre: ricavi infrasettori	(16.475)	(760)	(1.276)	(363)	(1.182)	(31)	(1.099)		
Ricavi da terzi	10.803	26.873	35.125	6.571	7.496	174	214		87.256
Risultato operativo	13.788	4.127	729	74	837	(444)	(217)	(26)	18.868
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	5	37	256	15	11	264	3		591
Ammortamenti e svalutazioni	5.626	687	491	116	248	10	68	(10)	7.236
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	23	449	216		79	6			773
Attività direttamente attribuibili [b]	33.435	24.530	13.767	3.427	8.017	275	854	(692)	83.613
Attività non direttamente attribuibili									17.847
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.926	2.152	1.267	15	230	49			5.639
Passività direttamente attribuibili [c]	11.480	5.390	5.420	939	4.349	1.827	1.380		30.785
Passività non direttamente attribuibili									27.808
Investimenti in attività materiali e immateriali	6.625	1.366	979	145	1.410	59	108	(99)	10.593

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per area geografica

ATTIVITÀ DIRETTAMENTE ATTRIBUIBILI E INVESTIMENTI PER AREA GEOGRAFICA DI LOCALIZZAZIONE

(milioni di euro)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2005								
Attività direttamente attribuibili [a]	38.229	8.768	3.085	2.670	5.864	13.445	244	72.305
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.442	545	415	507	1.181	2.233	91	7.414
2006								
Attività direttamente attribuibili [a]	37.339	10.037	3.200	2.987	6.341	14.190	532	74.626
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.529	713	436	572	1.032	2.419	132	7.833
2007								
Attività direttamente attribuibili [a]	39.742	11.071	3.917	6.260	6.733	15.368	522	83.613
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.246	1.246	469	1.004	1.253	3.152	223	10.593

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

RICAVI NETTI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

(milioni di euro)	2005	2006	2007
Italia	32.846	36.343	37.346
Resto dell'Unione Europea	19.601	23.949	23.074
Resto dell'Europa	5.123	6.975	5.507
Americhe	6.103	6.250	6.447
Asia	4.399	5.595	5.840
Africa	5.259	5.949	8.010
Altre aree	397	1.044	1.032
	73.728	**86.105**	**87.256**

36 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese a controllo congiunto, con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento nonché con altre imprese possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte della ordinaria gestione, sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono state compiute nell'interesse delle imprese di Eni.
Le imprese a controllo congiunto, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2007" che si considera parte integrante delle presenti note.
Di seguito sono indicati gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate ed è indicata la natura delle operazioni più rilevanti.

Rapporti commerciali e diversi

I rapporti commerciali e diversi nell'esercizio 2005 si analizzano come segue:

(milioni di euro)

	31.12.2005			2005			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
Denominazione	e altre attività	e altre passività		Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese a controllo congiunto e collegate							
ASG Scarl	13	66	72		173		6
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	2	24			56		2
Bayernoil Raffineriegesellschatf mbH		49	1		814		
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH	10					172	
Blue Stream Pipeline Co BV	45	12			177		4
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	12					207	
Cam Petroli Srl	85					593	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	105	107	4.894				411
Eni Oil Co Ltd		84			50		
Fox Energy SpA	22			4		240	
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	22					89	
Karachaganak Petroleum Operating BV	13	46		6	99		4
Mangrove Gas Netherlands BV			55				
Mellitah Gas Bv (ex Eni Gas BV)	16	149			47		
Modena Scarl	2	12	61		56	1	1
Petrobel Belayim Petroleum Co		138			248		
Promgas SpA	44	45		307		355	
Raffineria di Milazzo ScpA	10	10			204	94	
Rodano Consortile Scarl	2	20			80		2
RPCO Enterprises Ltd			55				
Supermetanol CA		8		65			
Super Octanos CA	1	14		265			
Toscana Energia Clienti SpA	46					118	
Trans Austria Gasleitung GmbH	43	55		43	143		47
Transitgas AG		7			64		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		4			88		1
Unión Fenosa Gas SA	4	4	62	79		16	2
Altre (*)	101	86	112	69	157	147	67
	598	**940**	**5.312**	**838**	**2.456**	**2.032**	**547**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	4	152		5	19		28
Eni BTC Ltd			165				
Altre (*)	44	48	8	1	31	15	9
	48	**200**	**173**	**6**	**50**	**15**	**37**
	646	**1.140**	**5.485**	**844**	**2.506**	**2.047**	**584**
Imprese possedute o controllate dallo Stato							
Gruppo Alitalia	20					276	
Gruppo Enel	187	5		12	10	1.180	333
Altre (*)	20	19			57	103	12
	227	**24**		**12**	**67**	**1.559**	**345**
	873	**1.164**	**5.485**	**856**	**2.573**	**3.606**	**929**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti commerciali e diversi nell'esercizio 2006 si analizzano come segue:

(milioni di euro)

	31.12.2006			2006			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
Denominazione	e altre attività	e altre passività		Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese a controllo congiunto e collegate							
ASG Scarl	7	40	80		88	1	1
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	22			64	1	1
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH	10					96	
Blue Stream Pipeline Co BV	34	19			193		1
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	11					113	
Cam Petroli Srl	103					310	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	87	87	5.654	16	2		304
Charville - Consultores e Serviços Lda	7		85			4	11
Eni Oil Co Ltd	5	96			59		
Fox Energy SpA	35					125	
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	14				1	123	19
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	19					54	
Karachaganak Petroleum Operating BV	23	70		29	129		7
Mangrove Gas Netherlands BV		1	52				
Mellitah Gas Bv (ex Eni Gas BV)	28	90		7	72	8	2
Petrobel Belayim Petroleum Co		3			181		
Promgas SpA	44	39		375		419	
Raffineria di Milazzo ScpA	9	12			237	109	
Rodano Consortile Scarl	3	14			54		1
RPCO Enterprises Ltd	13		104				12
Supermetanol CA		13		91			
Super Octanos CA		13		257			
Trans Austria Gasleitung GmbH	7	78		53	138		56
Transitgas AG		8			64		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		7			80		
Unión Fenosa Gas SA	1	7	61	93	7		
Altre (*)	72	169	168	75	188	119	66
	533	**788**	**6.204**	**996**	**1.557**	**1.482**	**481**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	27	132		18	16		57
Eni BTC Ltd			185				
Eni Timor Leste SpA			102				
Altre (*)	20	30	8	1	4	8	4
	47	**162**	**295**	**19**	**20**	**8**	**61**
	580	**950**	**6.499**	**1.015**	**1.577**	**1.490**	**542**
Imprese possedute o controllate dallo Stato							
Gruppo Alitalia	12					354	
Gruppo Enel	162	42		47	33	1.068	383
Altre (*)	42	29		4	44	136	1
	216	**71**		**51**	**77**	**1.558**	**384**
	796	**1.021**	**6.499**	**1.066**	**1.654**	**3.048**	**926**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti commerciali e diversi nell'esercizio 2007 si analizzano come segue:

(milioni di euro)

	31.12.2007			2007			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
Denominazione	e altre attività	e altre passività		Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese a controllo congiunto e collegate							
ASG Scarl	6	43	121		108		3
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH	11					86	
Blue Stream Pipeline Co BV	19				183		1
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	18					106	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	84	70	5.870				263
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	1	1	64		1		1
Eni Oil Co Ltd	7	60			141	1	
Fox Energy Srl	49					139	
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	54					195	4
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	26					50	
Karachaganak Petroleum Operating BV	43	102		24	301		7
Mellitah Gas BV	10	137			105	1	6
OOO "EniNeftegaz"	215						1
Petrobel Belayim Petroleum Co		60			211		
Raffineria di Milazzo ScpA	17	21			245	118	5
Supermetanol CA		11		78			1
Super Octanos CA		18		201			1
Trans Austria Gasleitung GmbH	6	80		43	147		47
Transitgas AG		8			64		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		6			70		1
Unión Fenosa Gas SA	1		61			193	
Altre (*)	120	127	56	76	374	122	118
	687	**744**	**6.172**	**422**	**1.950**	**1.011**	**459**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	49	111		11	534		52
Eni BTC Ltd			138				1
Altre (*)	23	8	11	2	18	5	18
	72	**119**	**149**	**13**	**552**	**5**	**71**
	759	**863**	**6.321**	**435**	**2.502**	**1.016**	**530**
Imprese possedute o controllate dallo Stato							
Gruppo Alitalia	4					363	1
Gruppo Enel	384	8			245	894	408
GSE - Gestore Servizi Elettrici	124	63		239	37	870	7
Terna SpA	19	69		106	105		31
Altre (*)	45	79		19	89	75	3
	576	**219**		**364**	**476**	**2.202**	**450**
	1.335	**1.082**	**6.321**	**799**	**2.978**	**3.218**	**980**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Si segnala inoltre l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione da società del gruppo Cosmi Holding correlato a Eni per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, sono ammontati a circa 18, 13 e 18 milioni di euro rispettivamente nel 2005, nel 2006 e nel 2007.
I rapporti più significativi riguardano:

- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte dei consorzi ASG Scarl, CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno, nonché il rilascio di garanzie per la buona esecuzione dei lavori;
- la fornitura di prodotti petroliferi alle società Bernahard Rosa Inh. Ingeborg Plöechinger GmbH, Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH, Fox Energy Srl, Gruppo Distribuzione Petroli Srl e Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento, analogamente alla prassi seguita nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Blue Stream Pipeline Co BV, dalla Trans Austria Gasleitung GmbH e dalla Transitgas AG;
- la garanzia rilasciata nell'interesse del consorzio CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due per l'impegno a garantire la buona esecuzione della progettazione e realizzazione delle opere affidate al consorzio;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'*upstream* petrolifero e il riaddebito dei costi di competenza Eni per attività d'investimento dalle società Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, Mellitah Gas BV, Eni Oil Co Ltd, Karachaganak Petroleum Operating BV e Petrobel Belayim Petroleum Co; i servizi sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- il credito per dividendi da OOO "EniNeftgaz";
- la vendita di gas naturale alla Gasversorgung Süddeutschland GmbH ;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- l'acquisizione di prodotti petrolchimici dalle società Supermetanol CA e Super Octanos CA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalla Transmediterranean Pipeline Co Ltd; i rapporti sono regolati sulla base di tariffe che consentono alla società di recuperare i costi operativi e remunerare il capitale investito;
- la garanzia di *performance* rilasciata nell'interesse della società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la vendita di prodotti petroliferi con il Gruppo Alitalia;
- la vendita e il trasporto di gas naturale, la vendita di olio combustibile nonché la compravendita di energia elettrica e l'acquisto di servizi di trasporto di energia elettrica con il Gruppo Enel;
- la compravendita di energia elettrica con GSE – Gestore Servizi Elettrici;
- la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale con Terna SpA.

Rapporti finanziari

I rapporti finanziari dell'esercizio 2005 si analizzano come segue:

(milioni di euro)

	31.12.2005			2005	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Blue Stream Pipeline Co BV		15	887		
Raffineria di Milazzo ScpA			72		
Spanish Egyptian Gas Co SAE			360		
Trans Austria Gasleitung GmbH	386				12
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	190				11
Altre (*)	74	125	81	27	47
	650	**140**	**1.400**	**27**	**70**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	79	30	34	1	2
	79	**30**	**34**	**1**	**2**
	729	**170**	**1.434**	**28**	**72**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti finanziari dell'esercizio 2006 si analizzano come segue:

(milioni di euro)

	31.12.2006			2006	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Blue Stream Pipeline Co BV		3	794	4	26
Raffineria di Milazzo ScpA			57		
Spanish Egyptian Gas Co SAE			323		
Trans Austria Gasleitung GmbH	41				6
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	147				11
Altre (*)	88	81	39	13	11
	276	**84**	**1.213**	**17**	**54**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	95	25	2	1	4
	95	**25**	**2**	**1**	**4**
	371	**109**	**1.215**	**18**	**58**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti finanziari dell'esercizio 2007 si analizzano come segue:

(milioni di euro)

	31.12.2007			2007	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Blue Stream Pipeline Co BV		1	711		20
Raffineria di Milazzo ScpA			60		
Trans Austria Gasleitung GmbH	65				3
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	97				9
Altre (*)	108	120	52	19	11
	270	**121**	**823**	**19**	**43**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	114	26	1	1	6
	114	**26**	**1**	**1**	**6**
Imprese possedute o controllate dallo Stato					
Altre (*)				39	49
				39	**49**
	384	**147**	**824**	**59**	**98**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti più significativi riguardano:
- la garanzia per affidamenti bancari rilasciata nell'interesse della società Blue Stream Pipeline Co BV e il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo;
- la garanzia per affidamenti bancari rilasciata nell'interesse della società Raffineria di Milazzo ScpA;
- il finanziamento del tratto austriaco del gasdotto Federazione Russa-Italia e della realizzazione della rete di trasporto del gas naturale rispettivamente alla Trans Austria Gasleitung GmbH e alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

(milioni di euro)

	31.12.2005			31.12.2006			31.12.2007		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	17.902	1.344	7,51	18.799	1.027	5,46	20.676	1.616	7,82
Altre attività correnti	369			855	4	0,47	1.080		
Altre attività finanziarie non correnti	1.050	258	24,57	805	136	16,89	923	87	9,43
Altre attività non correnti	995			994			1.110	16	1,44
Passività finanziarie a breve termine	4.612	152	3,30	3.400	92	2,71	7.763	131	1,69
Debiti commerciali e altri debiti	13.095	1.164	8,89	15.995	961	6,01	17.116	1.021	5,97
Altre passività correnti	613			634	4	0,63	1.556	4	0,26
Passività finanziarie a lungo termine comprensive delle quote a breve termine	8.386	18	0,21	8.299	17	0,20	12.067	16	0,13
Altre passività non correnti	897			418	56	13,40	2.031	57	2,81

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

	2005			2006			2007		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	73.728	4.535	6,15	86.105	3.974	4,62	87.256	4.198	4,81
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	48.567	3.429	7,06	57.490	2.720	4,73	58.179	3.777	6,49
Proventi finanziari	3.131	72	2,30	4.132	58	1,40	4.600	98	2,13
Oneri finanziari	3.497	28	0,80	3.971	18	0,45	4.683	59	1,26

Le operazioni con parti correlate fanno parte della ordinaria gestione, sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(milioni di euro)	2005	2006	2007
Ricavi e proventi	4.535	3.974	4.198
Costi e oneri	(3.429)	(2.720)	(3.777)
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(221)	162	(492)
Dividendi e interessi	345	790	620
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**1.230**	**2.206**	**549**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(474)	(733)	(779)
Disinvestimenti (investimenti) in partecipazioni	(30)	(20)	8
Variazione debiti relativi all'attività di investimento	342	(276)	(8)
Variazione crediti finanziari	2	343	(43)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(160)**	**(686)**	**(822)**
Variazione debiti finanziari	23	(57)	20
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**23**	**(57)**	**20**
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**1.093**	**1.463**	**(253)**

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

	2005			2006			2007		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività di esercizio	14.936	1.230	8,24	17.001	2.206	12,98	15.517	549	3,54
Flusso di cassa da attività di investimento	(6.815)	(160)	2,35	(7.051)	(686)	9,73	(20.097)	(822)	4,09
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(7.824)	23		(7.097)	(57)	0,80	2.909	20	0,69

37 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

I proventi (oneri) non ricorrenti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006	2007
Provento relativo alla modifica dell'istituto del TFR			83
Sanzioni *antitrust*	(290)	(184)	(130)
Sanzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas		(55)	39
	(290)	**(239)**	**(8)**

Il provento relativo alla modifica dell'istituto del Trattamento di Fine Rapporto di lavoro subordinato di 83 milioni di euro è relativo all'entrata in vigore delle disposizioni della Legge Finanziaria 2007 e dei relativi decreti attuativi (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 23 "Fondi per benefici ai dipendenti"). Le sanzioni antitrust relative all'esercizio 2007 di 130 milioni di euro riguardano procedimenti in corso avanti alle Autorità comunitarie nel settore delle paraffine e degli elastomeri. Il provento 2007 relativo alle sanzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas di 39 milioni di euro riguarda, essenzialmente, l'annullamento della sanzione per l'utilizzo improprio della capacità di stoccaggio (45 milioni di euro).
Le sanzioni antitrust relative all'esercizio 2006 riguardano: (i) la sanzione amministrativa comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato in relazione all'istruttoria sul *jet fuel* (109 milioni di euro); (ii) le indagini per possibili violazioni della normativa antitrust connesse al settore degli elastomeri (75 milioni di euro). Le sanzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas riguardano le sanzioni amministrative comminate a seguito dell'istruttoria avviata in relazione all'utilizzo della capacità di stoccaggio conferita per l'anno termico 2005-2006 (45 milioni di euro) e dell'istruttoria avviata sulla richiesta di informazioni sui prezzi di approvvigionamento del gas (10 milioni di euro). La sanzione *antitrust* relativa all'esercizio 2005 riguarda la sanzione amministrativa comminata il 15 febbraio 2006 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato a seguito dell'istruttoria avviata per accertare l'eventuale sussistenza di un abuso di posizione dominante in relazione ai comportamenti della controllata Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (TTPC).
Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi".

38 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2005, 2006 e nel 2007 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

■ Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "*International Financial Reporting Standards*" (*IFRS*), sono presentate in accordo con lo *Statement of Financial Accounting Standards* n. 69 "*Disclosures about Oil and Gas Producing Activities*". Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

Costi capitalizzati

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio[1]	Resto del Mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate[2]
31.12.2006								
Attività relative a riserve certe	10.267	8.273	8.004	8.333	1.570	6.447	**42.894**	427
Attività relative a riserve probabili e possibili	33	143	402	382	39	964	**1.963**	35
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	276	1.238	451	33	37	60	**2.095**	8
Immobilizzazioni in corso	582	399	612	110	1.342	564	**3.609**	31
Costi capitalizzati lordi	**11.158**	**10.053**	**9.469**	**8.858**	**2.988**	**8.035**	**50.561**	**501**
Fondi ammortamento e svalutazione	(6.958)	(4.738)	(5.231)	(5.185)	(413)	(4.387)	**(26.912)**	(300)
Costi capitalizzati netti[a][b]	**4.200**	**5.315**	**4.238**	**3.673**	**2.575**	**3.648**	**23.649**	**201**
31.12.2007								
Attività relative a riserve certe	10.571	8.118	8.506	8.672	1.447	7.718	**45.032**	790
Attività relative a riserve probabili e possibili	32	120	1.030	330	35	2.582	**4.129**	1.089
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	279	1.125	443	16	41	59	**1.963**	10
Immobilizzazioni in corso	726	562	1.078	75	1.852	808	**5.101**	112
Costi capitalizzati lordi	**11.608**	**9.925**	**11.057**	**9.093**	**3.375**	**11.167**	**56.225**	**2.001**
Fondi ammortamento e svalutazione	(7.440)	(4.960)	(5.340)	(5.670)	(445)	(4.909)	**(28.764)**	(345)
Costi capitalizzati netti[a][b]	**4.168**	**4.965**	**5.717**	**3.423**	**2.930**	**6.258**	**27.461**	**1.656**

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per 420 milioni di euro nel 2006 e 441 milioni di euro nel 2007.
(b) Gli importi indicati non comprendono i costi relativi all'attività di esplorazione che sono imputati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti. L'applicazione del "Successfull Effort Method" avrebbe determinato un incremento dei costi capitalizzati netti delle società consolidate pari a 2.179 milioni di euro nel 2006 e 2.547 milioni di euro nel 2007 e per le società in *joint venture* e collegate pari a 24 milioni di euro nel 2006 e 94 milioni di euro nel 2007.
(1) I costi capitalizzati di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritti in base alla quota di partecipazione del 18,52%.
(2) Gli importi delle società in *joint venture* e collegate al 31 dicembre 2007 includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos acquistate nel 2007 e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione di acquisto del 51%.

Costi sostenuti

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio[1]	Resto del Mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate[2]
2005								
Acquisizioni di riserve certe	19		16		88	11	**134**	
Acquisizioni di riserve probabili e possibili	13		44		42	57	**156**	
Costi di ricerca	45	153	75	127	15	249	**664**	18
Costi di sviluppo[a]	644	960	910	522	646	745	**4.427**	31
Totale costi sostenuti	**721**	**1.113**	**1.045**	**649**	**791**	**1.062**	**5.381**	**49**
2006								
Acquisizioni di riserve certe	139	10					**149**	
Acquisizioni di riserve probabili e possibili						3	**3**	
Costi di ricerca	128	270	471	174	25	280	**1.348**	26
Costi di sviluppo[a]	1.120	892	956	478	595	766	**4.807**	31
Totale costi sostenuti	**1.387**	**1.172**	**1.427**	**652**	**620**	**1.049**	**6.307**	**57**
2007								
Acquisizioni di riserve certe[b1]		11	451			1.395	**1.857**	187
Acquisizioni di riserve probabili e possibili[b2]			510			1.417	**1.927**	1.086
Costi di ricerca[b3]	104	380	298	193	36	1.181	**2.192**	42
Costi di sviluppo[a] [b4]	320	1.047	1.425	518	744	1.185	**5.239**	156
Totale costi sostenuti	**424**	**1.438**	**2.684**	**711**	**780**	**5.178**	**11.215**	**1.471**

(a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati nell'anno relativi all'abbandono delle attività per 578 milioni di euro nel 2005, 1.170 milioni di euro nel 2006 e per 173 milioni di euro nel 2007.
(b1) Di cui relativi alle aggregazioni aziendali in Africa Occidentale per 451 milioni di euro, Resto del Mondo per 1.395 milioni di euro e *joint venture* e collegate per 187 milioni di euro.
(b2) Di cui relativi alle aggregazioni aziendali in Africa Occidentale per 510 milioni di euro, Resto del Mondo per 1.334 milioni di euro e *joint venture* e collegate per 1.086 milioni di euro.
(b3) Di cui relativi alle aggregazioni aziendali in Africa Occidentale per 59 milioni di euro e Resto del Mondo per 474 milioni di euro.
(b4) Di cui relativi alle aggregazioni aziendali in Africa Occidentale per 10 milioni di euro, Resto del Mondo per 345 milioni di euro e *joint venture* e collegate per 101 milioni di euro.
(1) I costi sostenuti di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritti in base alla quota di partecipazione del 18,52%.
(2) Gli importi delle società in *joint venture* e collegate del 2007 includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos acquistate nel 2007 e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione di acquisto del 51%.

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, incluso il servizio per la modulazione dell'offerta di gas a fronte delle escursioni stagionali della domanda, derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di *holding* e, quindi, non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile ante imposte derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei *Production Sharing Agreement (PSA)* dove l'onere tributario viene assolto dal *partner* a controllo statale in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di *profit oil*.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio (1)	Resto del Mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate (2)
2005								
Ricavi:								
- vendite a imprese consolidate	3.133	2.813	4.252	2.707	209	619	**13.733**	
- vendite a terzi	161	2.579	394	889	586	2.297	**6.906**	106
Totale ricavi	**3.294**	**5.392**	**4.646**	**3.596**	**795**	**2.916**	**20.639**	**106**
Costi operativi	(261)	(390)	(363)	(417)	(123)	(215)	**(1.769)**	(16)
Imposte sulla produzione	(157)	(98)	(513)	(15)		(207)	**(990)**	(3)
Costi di ricerca	(38)	(137)	(74)	(158)	(15)	(196)	**(618)**	(32)
Ammortamenti e svalutazioni (a)	(512)	(634)	(598)	(668)	(90)	(929)	**(3.431)**	(50)
Altri (oneri) proventi	(224)	(463)	(201)	17	(53)	(216)	**(1.140)**	10
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**2.102**	**3.670**	**2.897**	**2.355**	**514**	**1.153**	**12.691**	**15**
Imposte sul risultato	(780)	(1.976)	(1.717)	(1.387)	(195)	(321)	**(6.376)**	(25)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi (b)	**1.322**	**1.694**	**1.180**	**968**	**319**	**832**	**6.315**	**(10)**
2006								
Ricavi:								
- vendite a imprese consolidate	3.601	4.185	4.817	3.295	261	712	**16.871**	
- vendite a terzi	184	3.012	967	983	721	1.873	**7.740**	120
Totale ricavi	**3.785**	**7.197**	**5.784**	**4.278**	**982**	**2.585**	**24.611**	**120**
Costi operativi	(249)	(496)	(475)	(481)	(147)	(191)	**(2.039)**	(18)
Imposte sulla produzione	(181)	(95)	(475)			(82)	**(833)**	(3)
Costi di ricerca	(137)	(273)	(186)	(160)	(25)	(293)	**(1.074)**	(26)
Ammortamenti e svalutazioni (a)	(457)	(795)	(737)	(684)	(80)	(895)	**(3.648)**	(43)
Altri (oneri) proventi	(315)	(569)	(190)	57	(89)	(283)	**(1.389)**	8
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**2.446**	**4.969**	**3.721**	**3.010**	**641**	**841**	**15.628**	**38**
Imposte sul risultato	(909)	(2.980)	(2.133)	(1.840)	(223)	(381)	**(8.466)**	(31)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi (b)	**1.537**	**1.989**	**1.588**	**1.170**	**418**	**460**	**7.162**	**7**
2007								
Ricavi:								
- vendite a imprese consolidate	3.171	3.000	4.439	3.125	296	512	14.543	
- vendite a terzi	163	4.793	693	755	833	2.260	9.497	176
Totale ricavi	3.334	7.793	5.132	3.880	1.129	2.772	24.040	176
Costi operativi	(248)	(542)	(499)	(579)	(142)	(271)	(2.281)	(27)
Imposte sulla produzione	(188)	(91)	(473)			(28)	(780)	(6)
Costi di ricerca	(108)	(385)	(291)	(193)	(36)	(764)	(1.777)	(42)
Ammortamenti e svalutazioni (a)	(499)	(768)	(685)	(729)	(76)	(989)	(3.746)	(51)
Altri (oneri) proventi	(283)	(627)	(297)	(45)	(72)	(243)	(1.567)	(18)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.008	5.380	2.887	2.334	803	477	13.889	32
Imposte sul risultato	(746)	(3.102)	(1.820)	(1.419)	(284)	(241)	(7.612)	(49)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi (b)	1.262	2.278	1.067	915	519	236	6.277	(17)

(a) Include svalutazioni di attività per 130 milioni di euro nel 2005, 156 milioni di euro nel 2006 e 91 milioni di euro nel 2007.

(b) L'applicazione del "*Successfull Effort Method*" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate pari a 21 milioni di euro nel 2005, 220 milioni di euro nel 2006 e 438 milioni di euro nel 2007 e per le società in *joint venture* e collegate pari a 1 milione di euro nel 2005, 15 milioni di euro nel 2006 e 26 milioni di euro nel 2007.

(1) Il risultato delle attività di esplorazione e produzione di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan è iscritto in base alla quota di partecipazione del 18,52%.

(2) Gli importi delle società in *joint venture* e collegate del 2007 includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos acquistate nel 2007 e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione di acquisto del 51%.

Riserve di petrolio e gas naturale

Le riserve certe di petrolio e di gas rappresentano le quantità stimate di greggio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato, cioè a prezzi e costi alla data in cui viene fatta la valutazione. I prezzi tengono conto solo delle variazioni previste dai contratti ma non degli aumenti dovuti a situazioni future. Le riserve certe non comprendono la quota di riserve e le *royalty* di spettanza di terzi.
Le riserve certe sviluppate di petrolio e gas sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite pozzi, *facility* e metodi operativi esistenti.
Le riserve certe non sviluppate di petrolio e gas sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite nuovi pozzi e infrastrutture su aree non perforate o tramite pozzi esistenti, per i quali sia richiesta una spesa relativamente consistente per la loro messa in produzione.
Le riserve di petrolio e di gas naturale attese attraverso l'iniezione di liquidi o con altre tecniche atte a migliorare il recupero primario sono incluse nelle riserve certe dopo aver verificato, attraverso la produzione o progetti pilota, il buon esito degli interventi effettuati.

Le definizioni utilizzate da Eni per le riserve certe di petrolio e gas rispecchiano le regole specifiche fissate dalla *U.S. Securities and Exchange Commission* nella *Rule 4-10 of Regulation S-X*; le riserve certe sono rappresentate in base allo *Statement of Financial Accounting Standard n. 69*. Le valutazioni relative alle riserve certe, sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2004, 2005, 2006 e 2007 sono basate su dati elaborati da Eni. Dal 1991 Eni fa eseguire a rotazione da società di ingegneri petroliferi indipendenti una valutazione[4] delle proprie riserve certe di idrocarburi. Nella preparazione dei loro rapporti, essi basano la valutazione su dati e informazioni forniti da Eni non oggetto di una verifica indipendente, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni accettate dai valutatori nella modalità rappresentata. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla *performance* del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri. Per la determinazione del valore economico delle riserve rappresentato dal *Net Present Value* sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Conseguentemente, l'attività svolta dagli ingegneri petroliferi indipendenti costituisce una valutazione delle riserve Eni di confronto con quella effettuata internamente. La circostanza che le valutazioni indipendenti confermino nella grande maggioranza dei casi le determinazioni delle riserve effettuate da Eni, conforta il management sul fatto che l'iscrizione a libro delle riserve certe avviene in conformità alla normativa applicabile e che esista la ragionevole certezza che tali riserve possano essere prodotte in futuro. Nei casi in cui sia accertata una discrepanza tra la valutazione degli ingegneri indipendenti e le determinazioni interne, Eni utilizza la valutazione più conservativa. In particolare nel 2007 sono state oggetto di valutazione riserve certe di complessivi 2,4 miliardi di boe, pari a circa il 37% delle riserve al 31 dicembre 2007. Le risultanze hanno confermato sostanzialmente, come in passato, le valutazioni interne. Nel triennio 2005-2007 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 67% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2007 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono:
- Kashagan (Kazakhstan);
- Bayu Undan (Australia);
- Cerro Falcone e MonteAlpi-MonteEnoc (Italia).

Eni opera tramite *Production Sharing Agreement (PSA)* in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai *PSA* sono stimate in funzione dei costi da recuperare *(cost oil)* e del *profit oil* di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai *PSA* rappresentano il 48%, il 53% e il 46% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2005, 2006 e 2007. Effetti analoghi a quelli dei *PSA* si producono nei contratti di *service* e *buy-back*; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 2%, il 2% e l'1% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2005, 2006 e 2007.

(4) Dal 1991 al 2002 da DeGolyer and MacNaughton, e, a partire dal 2003, anche da Ryder Scott Company.

Sono incluse nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare *(excess cost oil)* che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di *PSA*. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano l'1,7%, l'1,1% e l'1,8% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2005, 2006 e 2007; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) i volumi di gas naturale presenti nei campi di stoccaggio di Eni in Italia. Le riserve di gas in questi campi sono costituite dalle riserve residue di giacimento e dai volumi di gas immessi in periodi successivi provenienti da altri campi di proprietà di Eni. Non sono inclusi i volumi di terzi o acquistati da terzi. Il gas prelevato dagli stoccaggi risulta prodotto e quindi dedotto dai volumi delle riserve certe quando venduto.

I metodi di valutazione delle riserve certe e di previsione dei tassi futuri di produzione e del tempo di realizzazione degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di aleatorietà. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono richiedere delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che alla fine saranno effettivamente prodotti.
Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2005, 2006 e 2007.

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

Riserve certe di petrolio

(milioni di barili)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio [1]	Resto del Mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [2]
Riserve al 31.12.2004	**225**	**967**	**1.047**	**450**	**799**	**484**	**3.972**	**36**
Acquisizioni	2		6		46	1	**55**	
Revisioni di precedenti stime	33	36	(47)	27	(73)	(15)	**(39)**	(9)
Miglioramenti di recupero		43	29		15		**87**	
Estensioni e nuove scoperte		26	14	21	14	2	**77**	
Produzione	(32)	(111)	(113)	(65)	(23)	(60)	**(404)**	(2)
Cessioni								
Riserve al 31.12.2005	**228**	**961**	**936**	**433**	**778**	**412**	**3.748**	**25**
Acquisizioni								
Revisioni di precedenti stime [a]	15	61	(85)	20	72	(19)	**64**	1
Miglioramenti di recupero		49	41		14		**104**	1
Estensioni e nuove scoperte		30	11		52	10	**103**	
Produzione	(28)	(119)	(117)	(65)	(23)	(38)	**(390)**	(3)
Cessioni [b]				(2)		(170)	**(172)**	
Riserve al 31.12.2006	**215**	**982**	**786**	**386**	**893**	**195**	**3.457**	**24**
Acquisizioni			32			54	**86**	101
Revisioni di precedenti stime	28	(35)	(26)	14	(114)	(31)	**(164)**	20
Miglioramenti di recupero		9	12	1			**22**	1
Estensioni e nuove scoperte		43	22	1		29	**95**	1
Produzione	(28)	(121)	(101)	(57)	(26)	(36)	**(369)**	(5)
Cessioni								
Riserve al 31.12.2007	**215**	**878**	**725**	**345**	**753**	**211**	**3.127**	**142**

Riserve certe sviluppate di petrolio

(milioni di barili)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio	Resto del Mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate [2]
Riserve al 31.12.2004	174	655	588	386	323	345	**2.471**	
Riserve al 31.12.2005	149	697	568	353	266	298	**2.331**	19
Riserve al 31.12.2006	136	713	546	329	262	140	**2.126**	18
Riserve al 31.12.2007	133	649	511	299	219	142	**1.953**	26

(a) Include l'effetto della rideterminazione delle quote di spettanza Eni nella concessione Val d'Agri in Italia.
(b) Include 170 milioni di barili riguardanti la risoluzione unilaterale da parte di PDVSA dell'OSA relativa al Campo Dación.
(1) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritte in base alla quota di partecipazione del 18,52%.
(2) Le riserve al 31 dicembre 2007 delle società in *joint venture* e collegate includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos acquistate nel 2007 e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione di acquisto del 51%.

Gas naturale

Riserve certe di gas naturale

(milioni di metri cubi)	Italia[a]	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio[1]	Resto del Mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate[2]
Riserve al 31.12.2004	**108.124**	**182.114**	**48.922**	**58.089**	**60.157**	**60.172**	**517.578**	**4.442**
Acquisizioni	1.797		226		397	5.869	**8.289**	
Revisioni di precedenti stime	4.506	(171)	(251)	(531)	(8.032)	(2.345)	**(6.824)**	(1.352)
Miglioramenti di recupero		324					**324**	
Estensioni e nuove scoperte	23	1.049	8.750	1.407		1.589	**12.818**	
Produzione	(10.348)	(10.108)	(1.977)	(6.193)	(2.277)	(5.691)	**(36.594)**	(558)
Cessioni								
Riserve al 31.12.2005	**104.102**	**173.208**	**55.670**	**52.772**	**50.245**	**59.594**	**495.591**	**2.532**
Acquisizioni				123			**123**	
Revisioni di precedenti stime	1.012	4.385	842	1.500	5.183	1.321	**14.243**	(187)
Miglioramenti di recupero								
Estensioni e nuove scoperte	545	4.139	971	36		3.729	**9.420**	8
Produzione	(9.637)	(13.352)	(2.900)	(6.171)	(2.353)	(6.290)	**(40.703)**	(430)
Cessioni				(208)			**(208)**	
Riserve al 31.12.2006	**96.022**	**168.380**	**54.583**	**48.052**	**53.075**	**58.354**	**478.466**	**1.923**
Acquisizioni			135			11.201	**11.336**	83.903
Revisioni di precedenti stime	(1.488)	7.070	2.074	1.905	(6.294)	166	**3.433**	148
Miglioramenti di recupero				96			**96**	
Estensioni e nuove scoperte	98	2.530	6.039	201	5.812	2.509	**17.189**	
Produzione	(8.075)	(15.130)	(2.738)	(6.146)	(2.459)	(7.365)	**(41.913)**	(388)
Cessioni								
Riserve al 31.12.2007	**86.557**	**162.850**	**60.093**	**44.108**	**50.134**	**64.865**	**468.607**	**85.586**

Riserve certe sviluppate di gas naturale

(milioni di metri cubi)	Italia[a]	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio	Resto del Mondo	Totale società consolidata	Totale società in *joint venture* e collegate[2]
Riserve al 31.12.2004	80.719	49.833	26.154	52.249	56.586	31.823	**297.364**	
Riserve al 31.12.2005	76.549	86.652	36.533	42.026	45.822	28.409	**315.991**	1.971
Riserve al 31.12.2006	69.360	86.126	40.975	39.513	42.776	31.318	**310.068**	1.349
Riserve al 31.12.2007	65.230	86.804	41.595	36.612	44.753	35.555	**310.549**	12.117

(a) I dati al 31 dicembre 2004, 2005, 2006 e 2007 comprendono rispettivamente, 20.875, 21.521, 21.341 e 21.222 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

(1) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritte in base alla quota di partecipazione del 18,52%.

(2) Le riserve al 31 dicembre 2007 delle società in *joint venture* e collegate includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos acquistate nel 2007 e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione di acquisto del 51%.

Valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando i prezzi di fine anno dell'olio e del gas alla stima delle produzioni future delle riserve certe. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore *standard* è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione *standard* del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I flussi di cassa futuri al 31 dicembre 2005, 2006 e 2007 includono i corrispettivi che la Divisione Gas & Power di Eni e altre società di trasporto e vendita di gas terze sostengono per assicurarsi i servizi di stoccaggio, necessari al soddisfacimento della domanda di flessibilità del mercato.

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

Il valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole dello *Statement of Financial Accounting Standard n.* 69. Il valore *standard* non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti le attività di esplorazione e produzione.

Il valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Area Caspio[1]	Resto del Mondo	Totale società consolidate	Totale società in *joint venture* e collegate[2]
31.12.2005								
Entrate di cassa future	36.203	66.100	45.952	30.835	30.339	20.251	**229.680**	1.055
Costi futuri di produzione	(4.609)	(10.030)	(9.604)	(5.632)	(3.848)	(2.551)	**(36.274)**	(226)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.936)	(3.960)	(2.594)	(1.774)	(2.562)	(1.497)	**(15.323)**	(89)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**28.658**	**52.110**	**33.754**	**23.429**	**23.929**	**16.203**	**178.083**	**740**
Imposte sul reddito future	(9.890)	(22.744)	(21.056)	(15.225)	(6.973)	(5.124)	**(81.012)**	(187)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**18.768**	**29.366**	**12.698**	**8.204**	**16.956**	**11.079**	**97.071**	**553**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.643)	(12.095)	(4.122)	(2.155)	(11.934)	(3.771)	**(41.720)**	(182)
Valore *standard* attualizzato dei flussi di cassa futuri	**11.125**	**17.271**	**8.576**	**6.049**	**5.022**	**7.308**	**55.351**	**371**
31.12.2006								
Entrate di cassa future	43.495	64.381	34.935	24.821	33.825	14.766	**216.223**	1.038
Costi futuri di produzione	(6.086)	(9.707)	(8.028)	(6.426)	(4.162)	(1.753)	**(36.162)**	(224)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(6.739)	(5.383)	(2.865)	(2.265)	(3.103)	(1.473)	**(21.828)**	(79)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**30.670**	**49.291**	**24.042**	**16.130**	**26.560**	**11.540**	**158.233**	**735**
Imposte sul reddito future	(10.838)	(24.639)	(14.141)	(10.901)	(7.649)	(3.824)	**(71.992)**	(227)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**19.832**	**24.652**	**9.901**	**5.229**	**18.911**	**7.716**	**86.241**	**508**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(11.493)	(10.631)	(2.994)	(1.392)	(13.878)	(2.626)	**(43.014)**	(154)
Valore *standard* attualizzato dei flussi di cassa futuri	**8.339**	**14.021**	**6.907**	**3.837**	**5.033**	**5.090**	**43.227**	**354**
31.12.2007								
Entrate di cassa future	47.243	73.456	48.283	29.610	42.710	20.359	**261.661**	7.135
Costi futuri di produzione	(5.926)	(11.754)	(9.875)	(6.670)	(4.997)	(2.782)	**(42.004)**	(1.249)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(7.218)	(4.643)	(3.013)	(2.461)	(3.374)	(2.459)	**(23.168)**	(1.721)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**34.099**	**57.059**	**35.395**	**20.479**	**34.339**	**15.118**	**196.489**	**4.165**
Imposte sul reddito future	(10.778)	(29.083)	(23.083)	(14.375)	(9.977)	(5.397)	**(92.693)**	(2.009)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**23.321**	**27.976**	**12.312**	**6.104**	**24.362**	**9.721**	**103.796**	**2.156**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(13.262)	(11.143)	(3.953)	(1.600)	(17.480)	(3.356)	**(50.794)**	(1.265)
Valore *standard* attualizzato dei flussi di cassa futuri	**10.059**	**16.833**	**8.359**	**4.504**	**6.882**	**6.365**	**53.002**	**891**

(1) Il valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan è iscritto in base alla quota di partecipazione del 18,52%.
(2) Gli importi delle società in *joint venture* e collegate al 31 dicembre 2007 includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos acquistate nel 2007 e per le quali è stata attribuita a Gazprom l'opzione di acquisto del 51%.

Variazioni del valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La seguente tabella indica le variazioni del valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2005, 2006 e 2007.

(milioni di euro)	2005	2006	2007
Valore all'inizio dell'esercizio società consolidate	**36.901**	**55.351**	**43.227**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a società consolidate, al netto dei costi di produzione	(17.880)	(21.739)	(20.979)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	33.372	4.097	34.999
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	3.527	3.629	3.982
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.654)	(6.964)	(4.000)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	3.865	3.558	4.682
- revisioni delle quantità stimate	47	383	(2.995)
- effetto dell'attualizzazione	6.573	9.489	7.968
- variazione netta delle imposte sul reddito	(17.327)	3.060	(17.916)
- acquisizioni di riserve	977	10	3.521
- cessioni di riserve		(1.252)	
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	8.950	(6.395)	513
Saldo aumenti (diminuzioni)	**18.450**	**(12.124)**	**9.775**
Valore alla fine dell'esercizio società consolidate	**55.351**	**43.227**	**53.002**
Valore alla fine dell'esercizio relativo a società in *joint venture* e collegate	371	354	891

Attestazione del bilancio consolidato ai sensi dell'art. 81-*ter* del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni

1. I sottoscritti Paolo Scaroni e Marco Mangiagalli in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-*bis*, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
   - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
   - l'effettiva applicazione

   delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso dell'esercizio 2007.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2007 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello *Internal Control – Integrated Framework* emesso dal *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che il bilancio consolidato al 31 dicembre 2007:
   a) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
   b) redatto in conformità ai principi contabili internazionali emanati dall'International Accounting Standards Board adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005, a quanto consta, è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

14 marzo 2008

/firma/ Paolo Scaroni
Paolo Scaroni
Amministratore Delegato

/firma/ Marco Mangiagalli
Marco Mangiagalli
Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione

PRICEWATERHOUSECOOPERS

PricewaterhouseCoopers SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETA' DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 156 DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58

Agli Azionisti della
Eni SpA

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dei movimenti del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni SpA e sue controllate ("Gruppo Eni") chiuso al 31 dicembre 2007. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli amministratori della Eni SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Per il giudizio relativo al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 3 maggio 2007.

3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato della Eni SpA al 31 dicembre 2007 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs n. 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto ed i flussi di cassa del Gruppo Eni per l'esercizio chiuso a tale data.

Milano, 5 aprile 2008

PricewaterhouseCoopers SpA

Pierangelo Schiavi
(Revisore contabile)

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. 3.754.400,00 Euro i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 iscritta al n. 43 dell'Albo Consob – Altri Uffici: Bari 70125 Viale della Repubblica 110 Tel. 0805429863 – Bologna 40122 Via delle Lame 111 Tel. 051526511 – Brescia 25123 Via Borgo Pietro Wuhrer 23 Tel. 0303697501 – Firenze 50129 Viale Milton 65 Tel. 055471747 – Genova 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01029041 – Napoli 80121 Piazza dei Martiri 30 Tel. 08136181 – Padova 35139 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 – Palermo 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 – Parma 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521242848 – Roma 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 – Torino 10129 Corso Montevecchio 37 Tel. 011556771 – Trento 38100 Via Grazioli 73 Tel. 0461237004 - Treviso 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 – Trieste 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - Udine 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 – Verona 37122 Corso Porta Nuova 125 Tel.0458002561



RELAZIONI E BILANCIO DI ESERCIZIO DI ENI S.P.A. 2007

Relazione sulla gestione

ANDAMENTO OPERATIVO

■ Divisione Exploration & Production

☐ Riserve certe di idrocarburi

Al 31 dicembre 2007 le riserve certe di idrocarburi di Eni SpA sono 561 milioni di barili di petrolio equivalente (boe) con una diminuzione rispetto al 31 dicembre 2006 di 45 milioni di boe.
La riduzione delle riserve di gas naturale di 50 milioni di boe è dovuta essenzialmente alla produzione dell'anno (48 milioni di boe).
La variazione delle riserve di petrolio e condensati pari a 5 milioni di barili è dovuta alla produzione dell'anno (23 milioni di barili) compensata dalla revisione in aumento di precedenti stime di 28 milioni di boe (Monte Alpi Enoc Unificato, Cerro Falcone, Vega).

RISERVE CERTE DI IDROCARBURI

				Variazione	
		2006	2007	assoluta	%
Gas naturale [a]	(milioni di boe)	430	380	(50)	(11,6)
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	176	181	5	2,8
Idrocarburi	(milioni di boe)	**606**	**561**	**(45)**	**(7,4)**

(a) Il gas naturale è convertito in boe utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615.

☐ Portafoglio minerario

Al 31 dicembre 2007 il portafoglio minerario di Eni SpA sul territorio nazionale consiste in 31 permessi di esplorazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 7.181 chilometri quadrati (8.202 chilometri quadrati al 31 dicembre 2006) e 116 concessioni di coltivazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 11.583 chilometri quadrati (11.631 al 31 dicembre 2006). Le diminuzioni sono connesse al rilascio di permessi e concessioni.

☐ Produzioni

Nel 2007 la produzione di idrocarburi è stata di 71,0 milioni di boe (79,9 nel 2006) corrispondenti alla produzione giornaliera di 194.640 boe (218.956 nel 2006).
La produzione di gas naturale (7,9 miliardi di metri cubi) è diminuita di 1,2 miliardi di metri cubi, pari al 13,1 %, a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi situati nell'*offshore* adriatico (in particolare Angela/Angelina, Porto Garibaldi-Agostino, Porto Corsini e Barbara) e ionico (Luna), solo parzialmente compensati da attività di ottimizzazione della produzione.
La produzione di petrolio e condensati (22,6 milioni di barili) è diminuita di 1,5 milioni di barili, pari al 6,4%, a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi (in particolare Villafortuna/Trecate), della fermata della produzione del campo di Aquila per interventi di adeguamento sull'impianto di produzione, della rideterminazione delle quote di partecipazione nella concessione Val d'Agri compensata dalla crescita produttiva rilevata nella stessa concessione.

■ Divisione Gas & Power

Approvvigionamenti di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2006	%	2007	%	Variazione ass.	Variazione %
Produzione nazionale Divisione E&P	8,76	12,11	7,58	11,36	(1,18)	(13,47)
Acquisti Italia	1,45	2,00	1,07	1,60	(0,38)	(26,21)
Italia	**10,21**	**14,11**	**8,65**	**12,96**	**(1,56)**	**(15,28)**
Russia per l'Italia	21,3	29,44	18,79	28,16	(2,51)	(11,78)
Algeria	18,84	26,04	16,55	24,81	(2,29)	(12,15)
Paesi Bassi	10,28	14,21	7,74	11,60	(2,54)	(24,71)
Norvegia	5,92	8,18	5,78	8,66	(0,14)	(2,36)
Croazia	0,86	1,19	0,54	0,81	(0,32)	(37,21)
Algeria (GNL)	1,58	2,18	1,86	2,79	0,28	17,72
Altri (GNL)	1,57	2,17	2,32	3,48	0,75	47,77
Altri	0,73	1,01	0,71	1,06	(0,02)	(2,74)
Libia	1,07	1,48	3,78	5,67	2,71	253,27
Estero	**62,15**	**85,89**	**58,07**	**87,04**	**(4,08)**	**(6,56)**
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI	**72,36**	**100,00**	**66,72**	**100,00**	**(5,64)**	**(7,79)**
(Immissioni) Prelievi da stoccaggio	(3,01)		1,49		4,50	(149,50)
Perdite di rete e differenze di misura	**(0,27)**		(0,28)		(0,01)	3,70
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA	**69,08**		**67,93**		(1,15)	**(1,66)**

Nel 2007 i volumi di gas approvvigionati dalla Divisione G&P (escluse le società partecipate) sono stati di 66,72 miliardi di metri cubi di gas naturale con una riduzione di 5,64 miliardi di metri cubi rispetto al 2006, pari al 7,8%. I volumi di gas approvvigionati dall'estero (58,07 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'87% del totale (85,9% nel 2006).

Gli approvvigionamenti dall'estero, importati in italia o venduti sui mercati esteri, sono diminuiti di 4,08 miliardi di metri cubi rispetto al 2006, pari al 6,6%, per effetto principalmente dei minori ritiri di gas: (i) dai Paesi Bassi (-2,54 miliardi di metri cubi); (ii) dalla Russia (-2,51 miliardi di metri cubi), anche per effetto dell'implementazione degli accordi con Gazprom che prevedono l'ingresso di Gazprom nel mercato delle forniture agli importatori italiani e la corrispondente riduzione dei prelievi Eni; (iii) dall'Algeria via *pipeline* (-2,29 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti dalla Libia via GreenStream sono aumentati di 2,71 miliardi di metri cubi a seguito degli accordi con gli importatori in Italia in base ai quali la Divisione G&P ha ritirato direttamente la produzione di gas dei giacimenti libici. Tali volumi sono stati venduti agli stessi operatori in Italia.

Gli approvvigionamenti di provenienza nazionale (8,65 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 1,56 miliardi di metri cubi rispetto al 2006, pari al 15,3%, a seguito della flessione della produzione del settore Exploration & Production.

Nel 2007 i prelievi, al netto delle immissioni nel sistema di stoccaggio in Italia, Austria e Francia, sono stati di 1,49 miliardi di metri cubi (contro 3,01 miliardi di metri cubi immessi nel 2006) che, tenuto conto delle perdite e differenze di misura (0,28 miliardi di metri cubi), hanno portato la disponibilità complessiva per la vendita a 67,93 miliardi di metri cubi, con una flessione di 1,15 miliardi di metri cubi, pari all'1,7%, rispetto al 2006.

TAKE-OR-PAY

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo termine, in particolare del mercato italiano, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali con clausole *take-or-pay*, la durata residua media è pari a circa 22 anni. I contratti in essere assicureranno dal 2010 circa 62,4 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel lungo termine *trend* sfavorevoli nell'andamento della domanda e dell'offerta di gas in Italia, anche a seguito dell'eventuale realizzazione di tutti gli investimenti annunciati in nuove infrastrutture di approvvigionamento, nonché l'evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono elementi di rischio per l'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti di *take-or-pay*.

☐ Vendite di gas naturale

			Variazione	
(miliardi di metri cubi)	**2006**	**2007**	ass.	%
Grossisti	13,31	12,82	(0,49)	(3,68)
Gas release	*2,00*	*2,37*	*0,37*	*18,50*
Clienti finali	35,67	34,82	(0,85)	(2,38)
Industriali	13,10	11,59	(1,51)	(11,53)
Termoelettrici	16,67	17,21	0,54	3,24
Residenziali	5,90	6,02	0,12	2,03
Italia	**50,98**	**50,01**	**(0,97)**	**(1,90)**
Resto d'Europa	**11,97**	**11,84**	**(0,13)**	**(1,09)**
Totale vendite a terzi	**62,95**	**61,85**	**(1,10)**	**(1,75)**
Vendite a società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA	**6,13**	**6,08**	**(0,05)**	**(0,82)**
VENDITE A TERZI E AUTOCONSUMI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	**69,08**	**67,93**	**(1,15)**	**(1,66)**

Nel 2007 le vendite di gas naturale a terzi (61,85 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 1,10 miliardi di metri cubi rispetto al 2006, pari all'1,7%.

In un contesto di mercato sempre più competitivo, le vendite di gas naturale in Italia (50,01 miliardi di metri cubi) sono diminuite rispetto al 2006 di 0,97 miliardi di metri cubi, pari all'1,9%, per effetto essenzialmente delle condizioni climatiche eccezionalmente miti registrate in particolare nel primo trimestre dell'anno. Le principali riduzioni hanno riguardato: i segmenti grossisti (-0,49 miliardi di metri cubi, pari al 3,7%) e industriale (-1,51 miliardi di metri cubi, pari all'11,5%). Le vendite ai termoelettrici sono aumentate di 0,54 miliardi di metri cubi, pari al 3,2% rispetto al 2006. Le vendite per *gas release*[1] (2,37 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,37 miliardi di metri cubi.

Le vendite a importatori in Italia (4,50 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 2,81 miliardi di metri cubi rispetto al 2006, pari al 38,4%, in relazione all'effetto climatico, ai minori prelievi di gas libico, nonché alla cessazione del contratto con Promgas.

Le vendite nei mercati *target* del resto d'Europa (7,34 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 2,68 miliardi di metri cubi, pari al 57,5%, a seguito essenzialmente degli incrementi registrati: (i) in Spagna (1,68 miliardi di metri cubi); (ii) in Germania e in Austria (0,78 miliardi di metri cubi) in relazione alla crescita delle forniture a clienti grossisti e altri clienti industriali; (iii) in Francia (0,51 miliardi di metri cubi), in relazione alla crescita delle forniture a clienti industriali.

Gli autoconsumi[2] (6,08 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 0,05 miliardi di metri cubi rispetto al 2006, pari all'1,7%.

(1) Nel giugno 2004 è stata concordata con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato la cessione da parte di Eni, al punto di entrata da Tarvisio della rete nazionale di gasdotti, di un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas naturale (2,3 miliardi di metri cubi l'anno) nei quattro anni termici del periodo 1° ottobre 2004 - 30 settembre 2008. Nel marzo 2007 è stato concordato un nuovo programma di *gas release* per un volume complessivo di 4 miliardi di metri cubi da cedere al punto di scambio virtuale nei due anni termici del periodo 1° ottobre 2007 - 30 settembre 2009.

(2) Ai sensi dell'art. 19 comma 4 del D.Lgs. 164/2000, le quantità di gas autoconsumato direttamente dall'impresa o da società controllate sono escluse dal calcolo dei tetti sulle vendite ai clienti finali e sulle immissioni nella rete nazionale di gasdotti ai fini della vendita in Italia.

■ Divisione Refining & Marketing

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2007 sono state acquistate 51,05 milioni di tonnellate di petrolio (63,20 milioni nel 2006), di cui 31,29 milioni dal settore Exploration & Production[3], 12,17 milioni dai paesi produttori con contratti a termine e 7,59 milioni sul mercato *spot*. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 22% dall'Africa Occidentale, 20% dall'Africa Settentrionale, 10% dal Mare del Nord, 21% dai paesi dell'ex CSI, 17% dal Medio Oriente, 8% dall'Italia e 2% da altre aree. Sono state commercializzate 22,34 milioni di tonnellate di petrolio[3] con una diminuzione di circa 11 milioni di tonnellate rispetto al 2006, pari al 32%. Sono state acquistate inoltre: (i) 7,59 milioni di tonnellate di prodotti (9,18 milioni nel 2006) destinati alla vendita sul mercato italiano (3,97 milioni di tonnellate), a completamento delle disponibilità di produzione, e sui mercati esteri (3,62 milioni di tonnellate); (ii) 3,59 milioni di tonnellate di semilavorati (3,18 milioni nel 2006) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione.

APPROVVIGIONAMENTI DI GREGGI

			Variazione	
(milioni di tonnellate)	**2006**	**2007**	assoluta	%
Produzione Eni estero	32,76	**27,43**	(5,33)	(16,3)
Produzione Eni nazionale	4,05	**3,86**	(0,19)	(4,7)
Totale produzione Eni	**36,81**	**31,29**	**(5,52)**	**(15,0)**
Acquisti *spot*	8,23	**7,59**	(0,64)	(7,8)
Contratti a termine	18,16	**12,17**	(5,99)	(33,0)
	63,20	**51,05**	**(12,15)**	**(19,2)**

Trasporto via mare

L'attività di trasporto via mare di petrolio e di prodotti petroliferi è stata effettuata con 35 navi noleggiate con contratti a tempo (*time charter*) e con 204 navi noleggiate con contratti a viaggi singoli (contratti *spot*). Sono state movimentate 18,7 milioni di tonnellate di petrolio, di cui 3,8 milioni per conto terzi e circa 12,4 milioni di tonnellate di prodotti petroliferi, di cui 3,9 milioni per conto terzi. La diminuzione dei volumi di petrolio movimentati rispetto al 2006 (in cui furono movimentate 27,8 milioni di tonnellate) è dovuta principalmente al conferimento dell'attività di *shipping* alla società Eni Trading & Shipping SpA, operativa dal 1° ottobre 2007. I trasporti con l'utilizzo di navi *time charter* hanno riguardato 14,4 milioni di tonnellate di petrolio e 10 milioni di tonnellate di prodotti.

È rimasta intensa l'attività di selezione della qualità delle navi utilizzate per il trasporto (*vetting*) con l'obiettivo di mantenere elevato lo *standard* qualitativo. L'età media della flotta impiegata per i contratti internazionali è pari a 3 anni.

La gestione dell'attività di trasporto, nonostante uno scenario di riferimento caratterizzato da una forte volatilità, ha continuato a traguardare l'obiettivo del contenimento dei costi e della massimizzazione del risultato, facendo ricorso ai contratti di noleggio *time charter* con termini temporali più estesi e noli competitivi rispetto alle condizioni di mercato.

Raffinazione

Nel 2007, le lavorazioni in conto proprio (32,45 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 900 mila tonnellate a causa della cessazione del contratto di lavorazione sulla raffineria di terzi di Priolo a fine 2006. A struttura costante, le lavorazioni in Italia (32,45 milioni di tonnellate) sono aumentate di 500 mila tonnellate rispetto al 2006, pari all'1.5%, per effetto dei maggiori volumi processati sugli impianti di Livorno e Gela, in relazione a minori fermate.

Le lavorazioni complessive (in conto proprio e in conto terzi) sulle raffinerie di proprietà sono state di 27,79 milioni di tonnellate (27,17 milioni nel 2006) in aumento di circa 0,62 milioni di tonnellate, pari al 2,3%. Il 32.5% del petrolio lavorato (9,38 milioni di tonnellate) è di produzione Eni (37,9% nel 2006).

(3) La Divisione Refining & Marketing acquista circa i due terzi dell'intera produzione venduta di greggi e condensati della Divisione Exploration & Production e delle società del settore e vende sul mercato i greggi e i condensati che per l'area geografica di produzione o per le loro caratteristiche non è economico utilizzare nelle proprie raffinerie.

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI PETROLIFERI

(milioni di tonnellate)	2006	2007	Variazione assoluta	Variazione %
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	27,17	27,79	0,62	2,3
Lavorazioni in conto terzi	(1,53)	(1,76)	(0,23)	15,0
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	7,71	6,42	(1,29)	(16,7)
Lavorazioni in conto proprio	**33,35**	**32,45**	**(0,90)**	**(2,7)**
Consumi e perdite	(1,30)	(1,37)	(0,07)	5,4
Prodotti disponibili da lavorazioni in Italia	**32,05**	**31,08**	**(0,97)**	**(3,0)**
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	9,13	7,52	(1,61)	(17,6)
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,25)	(0,24)	0,01	(4,0)
Prodotti venduti in Italia e all'estero	**40,93**	**38,36**	**(2,57)**	**(6,3)**

PRODUZIONI IN CONTO PROPRIO PER PRODOTTO

(milioni di tonnellate)	2006	2007	Variazione assoluta	Variazione %
Gasolio	12,44	11,91	(0,53)	(4,3)
Benzine	7,89	7,72	(0,17)	(2,2)
Olio combustibile	4,54	4,53	(0,01)	(0,2)
Cherosene	1,35	1,17	(0,18)	(13,3)
Virgin nafta	1,57	1,70	0,13	8,3
Basi lubrificanti	0,55	0,64	0,09	16,4
GPL	0,57	0,52	(0,05)	(8,8)
Altri	3,14	2,89	(0,25)	(8,0)
Totale	**32,05**	**31,08**	**(0,97)**	**(3,0)**

Distribuzione di prodotti petroliferi

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO

(milioni di tonnellate)	2006	2007	Variazione assoluta	Variazione %
Rete	8,66	**8,62**	(0,04)	(0,5)
Extrarete	5,91	**5,78**	(0,13)	(2,2)
	14,57	**14,40**	**(0,17)**	**(1,2)**
Vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA	7,66	**8,01**	0,35	4,6
Altre vendite [a]	6,21	**5,90**	(0,31)	(5,0)
Petrolchimica	2,58	**1,90**	(0,68)	(26,4)
Vendite in Italia	**31,02**	**30,21**	**(0,81)**	**(2,6)**
Vendite a terzi estero	6,62	**5,73**	(0,89)	(13,4)
Vendite a società del Gruppo all'estero	3,29	**2,42**	(0,87)	(26,4)
Vendite in Italia e all'estero	**40,93**	**38,36**	**(2,57)**	**(6,3)**

(a) Comprende le vendite a società petrolifere.

Le vendite di prodotti petroliferi (38,36 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 2,6 milioni di tonnellate, pari a circa il 6%, a seguito delle minori vendite all'estero (-1,75 milioni di tonnellate) per effetto della costituzione della società Eni Trading & Shipping SpA, operativa dal 1° ottobre 2007, delle minori vendite nel settore petrolchimico (-0,68 milioni di tonnellate) per effetto della cessazione del contratto di lavorazione di Priolo e della flessione delle vendite rete ed extrarete (complessivamente circa 0,17 milioni di tonnellate).

Vendite rete Italia

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia (8,62 milioni di tonnellate) sono diminuite di 39 mila tonnellate, pari allo 0,5%, per effetto principalmente del calo dei consumi nazionali.

La quota di mercato è in flessione di 0,1 punti percentuali, passando dal 29,3 al 29,2%; l'erogato medio a marchio Agip è diminuito dello 0,8% rispetto al 2006 (da 2.463 a 2.444 mila litri).

Al 31 dicembre 2007 la rete di distribuzione è costituita da 4.390 stazioni di servizio, di cui circa il 76% di proprietà, con un incremento di 34 unità rispetto al 31 dicembre 2006 per effetto dell'apertura di nuove stazioni di servizio (26 unità), del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (23 unità) e di 13 impianti per i quali sono stati stipulati contratti di affitto di ramo d'azienda, parzialmente compensati dalla chiusura di impianti a basso erogato (23 unità) e dal mancato rinnovo di 5 concessioni autostradali.

VENDITE SUL MERCATO RETE

(milioni di tonnellate)	2006	2007	Variazione assoluta	Variazione %
Gasolio	5,09	**5,25**	0,16	3,1
Benzine	3,38	**3,19**	(0,19)	(5,6)
GPL	0,18	**0,17**	(0,01)	(5,6)
Lubrificanti	0,01	**0,01**	0,00	0,0
Totale	**8,66**	**8,62**	**(0,04)**	**(0,5)**
Numero stazioni di servizio	4.356	**4.390**	**34**	**0,8**

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (5,78 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 130 mila tonnellate rispetto al 2006, pari al 2,3%; la riduzione è dovuta alla minore domanda di olio combustibile per usi termoelettrici e alle condizioni climatiche eccezionalmente miti che hanno penalizzato le vendite di prodotti a uso riscaldamento (gasolio e in misura minore GPL) nel primo trimestre dell'anno, nonché alla pressione competitiva; tali riduzioni sono state solo in parte compensate dalle maggiori vendite di cherosene in linea con la crescita della domanda nel settore avio.

Le vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA in Italia di 8,01 milioni di tonnellate (7,66 milioni nel 2006) hanno riguardato in particolare le forniture: (i) all'AgipFuel SpA (5,04 milioni di tonnellate), che vende ai grandi e piccoli rivenditori e ai consumatori; (ii) alla Raffineria di Gela SpA (1,37 milioni di tonnellate); (iii) a Eni Trading & Shipping SpA (1,37 mila tonnellate).

Le altre vendite (5,90 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,3 milioni di tonnellate, pari al 4,5%, a seguito delle minori vendite ad altre società petrolifere e ai *trader*.

Le vendite alla petrolchimica in Italia (1,9 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,68 milioni di tonnellate, pari al 26,5%, in relazione alla cessazione del contratto di lavorazione sulla raffineria di Priolo a fine 2006.

■ Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici sono analizzati nella tabella seguente:

			Variazione	
(milioni di euro)	**2006**	**2007**	assoluta	%
Divisione Exploration & Production	583	**500**	(83)	(14,0)
Divisione Gas & Power	10	**9**	(1)	(10,0)
Divisione Refining & Marketing	463	**741**	278	60,0
Corporate	35	**41**	6	17,0
Investimenti tecnici	**1.091**	**1.291**	**200**	**18,0**

Gli investimenti tecnici della Divisione Exploration & Production (500 milioni di euro) riguardano essenzialmente le attività di sviluppo (391 milioni di euro; 326 nel 2006) e l'attività esplorativa (96 milioni di euro; 106 nel 2006).

Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di *sidetrack* e di *infilling* (Cervia, Barbara A, Bonaccia ed Emma); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione e di adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (iii) l'avanzamento dei progetti di sviluppo Annamaria e Miglianico; (iv) il completamento dello sviluppo dei giacimenti Tea/Arnica/Lavanda e dell'area sud-est del campo di Candela.

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato prevalentemente le aree padano-appenniniche, l'*offhore* siciliano e l'*offshore* adriatico. Sono stati perforati 6 pozzi di cui 5 conclusi nell'anno. L'attività esplorativa ha dato esito positivo con il pozzo Colle Sciarra-1 in Abruzzo mineralizzato a gas per il quale è stata presentata istanza di concessione di coltivazione.

Gli investimenti tecnici della Divisione Gas & Power (9 milioni di euro) hanno riguardato principalmente la fase realizzativa di un sistema di riparazione di condotte sottomarine.

Gli investimenti tecnici della Divisione Refining & Marketing (741 milioni di euro) hanno riguardato principalmente: (i) la raffinazione (526 milioni di euro), essenzialmente per il miglioramento della flessibilità del sistema e delle rese degli impianti, tra cui la realizzazione di una nuova unità di *hydrocracking* presso la raffineria di Sannazzaro, la logistica (23 milioni di euro) e gli interventi per il rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (58 milioni di euro); (ii) la rete di distribuzione di prodotti petroliferi (143 milioni di euro), riferiti in particolare alla ristrutturazione, al potenziamento e alla realizzazione di nuovi impianti (80 milioni di euro), nonché al rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (20 milioni di euro); (iii) il GPL (26 milioni di euro). Gli investimenti complessivi in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 141 milioni di euro (20% del totale).

Gli investimenti tecnici della Corporate (41 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente infrastrutture informatiche.

Ricerca scientifica e tecnologica

I costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 121 milioni di euro (142 milioni di euro nel 2006), di cui 67 riferiti alla Divisione Exploration & Production, 44 alla Divisione Refining & Marketing e 10 alla Corporate.
Informazioni sui principali temi e sui risultati della ricerca sono indicati nel capitolo "Ricerca scientifica e tecnologica" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

Fondo speciale rotativo per l'innovazione Tecnologica - FIT (Legge 17 febbraio 1982 n. 46, art.14-18)

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha riconosciuto a Eni SpA agevolazioni finanziarie per alcuni progetti di ricerca attuati o in corso di attuazione. In ottemperanza a quanto previsto dall'art. 8 degli appositi decreti di concessione, sono indicati di seguito i costi sostenuti fino al 31 dicembre 2007 a fronte di ciascun programma di ricerca per i quali è stato già ottenuto, o richiesto agli enti competenti, il riconoscimento dell'agevolazione:

(migliaia di euro)

Programma di ricerca	Numero e data del decreto del Ministero delle Attività Produttive	Costi
Metodi avanzati per il monitoraggio della subsidenza e la modellizzazione dei giacimenti	180 del 4/10/2002	2.365
Acquisizione sismica ad alta risoluzione	181 del 4/10/2002	2.597
Applicazioni di geoscienze su HPC	310 del 18/12/2002	4.530
Sviluppi e metodologie innovative per la migrazione 3D e l'inversione dei dati sismici	311 del 18/12/2002	2.298
Fluidi di perforazione per *Advanced Wells*	368 del 16/5/2003	964
Geosteering	611 del 20/11/2003	13.375

■ Operazioni straordinarie

Nell'ambito del processo di semplificazione della struttura organizzativa e societaria del Gruppo, nel 2007 sono avvenute diverse operazioni straordinarie; si indicano di seguito quelle più rilevanti:
- fusione di Enifin SpA; l'atto di fusione è stato stipulato in data 13 dicembre 2006 e l'ultima delle iscrizioni dell'atto è stata effettuata in data 2 gennaio 2007, pertanto le operazioni della società incorporanda sono imputate al bilancio di Eni, anche ai fini fiscali, con decorrenza 1° gennaio 2007;
- fusione di Eni Portugal Investment SpA; l'atto di fusione è stato stipulato in data 13 dicembre 2006 e l'ultima delle iscrizioni dell'atto è stata effettuata in data 2 gennaio 2007, pertanto le operazioni della società incorporanda sono imputate al bilancio di Eni, anche ai fini fiscali, con decorrenza 1° gennaio 2007;
- fusione di Napoletana Gas Clienti SpA; l'atto di fusione è stato stipulato in data 19 luglio 2007 e l'ultima delle iscrizioni dell'atto è stata effettuata in data 25 luglio 2007. L'efficacia giuridica della fusione è il 1° agosto 2007, mentre ai fini fiscali e contabili la decorrenza è il 1° luglio 2007;
- fusione di Siciliana Gas Clienti SpA; l'atto di fusione è stato stipulato in data 19 luglio 2007 e l'ultima delle iscrizioni dell'atto è stata effettuata in data 25 luglio 2007. L'efficacia giuridica della fusione è il 1° agosto 2007, mentre ai fini fiscali e contabili la decorrenza è il 1° luglio 2007;
- scissione del ramo d'azienda "Attività di commercializzazione, *trading* e *risk management*" di EniPower SpA in favore di Eni SpA. L'atto di scissione è stato stipulato il 25 ottobre 2007. Il conferimento è stato effettuato in continuità dei valori civilistici e fiscali con efficacia giuridica dal 31 ottobre 2007;
- conferimento del ramo d'azienda "Trading & Shipping" di Eni SpA a favore della Eni Trading & Shipping SpA. L'atto di conferimento è stato stipulato in data 28 settembre 2007, con efficacia giuridica dal 1° ottobre 2007.

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

Signori azionisti, il bilancio dell'esercizio 2007 che sottoponiamo alla vostra approvazione chiude con l'utile netto di 6.600 milioni di euro. Vista la significatività delle incorporazioni di Enifin SpA e di Eni Portugal Investment SpA, al fine di consentire il raffronto con l'esercizio precedente, sono stati redatti gli schemi riclassificati di stato patrimoniale e di conto economico pro-forma 2006 che assumono l'efficacia delle incorporazioni al 1° gennaio 2006; conseguentemente sono stati eliminati i rapporti tra Eni e le società e tra le società stesse. Per effetto dell'operazione sopra descritta e in coerenza con le attività svolte dalla Società, nella *segment information* gli elementi patrimoniali ed economici rivenienti dalla fusione di Enifin sono attribuiti alla Corporate, quelli rivenienti dalla fusione di Eni Portugal Investment alle Divisioni Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing secondo competenza.

□ Conto economico

(milioni di euro)

2006		Pro-forma 2006	2007	Variazione
	Ricavi			
52.987	Ricavi della gestione caratteristica	52.985	47.810	(5.175)
186	Altri ricavi e proventi	255	168	(87)
53.173	**Totale ricavi**	**53.240**	**47.978**	**(5.262)**
	COSTI OPERATIVI			
(48.248)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(48.323)	(42.706)	5.617
(164)	*- di cui non ricorrenti*	*(164)*	*(11)*	*153*
(932)	Costo lavoro	(941)	(950)	(9)
	- di cui non ricorrenti		*32*	*32*
(829)	Ammortamenti e svalutazioni	(829)	(863)	(34)
3.164	**Utile operativo**	**3.147**	**3.459**	**312**
35	**Proventi (oneri) finanziari netti**	**98**	**(1.387)**	**(1.485)**
3.785	**Proventi netti su partecipazioni**	**3.785**	**4.953**	**1.168**
6.984	**Utile prima delle imposte**	**7.030**	**7.025**	**(5)**
(1.163)	**Imposte sul reddito**	**(1.164)**	**(425)**	**739**
5.821	**Utile netto**	**5.866**	**6.600**	**734**
118	Esclusione (utile)/perdita di magazzino [a]	118	(341)	(459)
5.939	**Utile netto a valori correnti [a]**	**5.984**	**6.259**	**275**

(a) L'utile netto a valori correnti deriva dal raffronto tra i ricavi e i costi correnti dei prodotti venduti con esclusione perciò dell'utile o della perdita di magazzino che deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo, al netto del relativo effetto fiscale.

L'utile netto di 6.600 milioni di euro aumenta di 734 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, pari a 12,6%, per effetto essenzialmente: (i) dei maggiori proventi netti su partecipazioni (1.168 milioni di euro) connessi essenzialmente ai maggiori dividendi percepiti (1.436 milioni di euro) e alle minori svalutazioni di partecipazioni (341 milioni di euro), parzialmente assorbiti dalla circostanza che nell'esercizio 2006 vennero rilevate maggiori plusvalenze conseguite nella cessione di partecipazioni (609 milioni di euro); (ii) delle minori imposte sul reddito (739 milioni di euro). Questi effetti positivi sono in parte assorbiti dai maggiori oneri finanziari netti (1.485 milioni di euro), a seguito in particolare della variazione negativa del *fair value* dei contratti derivati su merci[1].
L'utile netto a valori correnti di 6.259 milioni di euro, ottenuto eliminando l'effetto dell'utile/perdita di magazzino, aumenta di 275 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, pari al 4,6%.

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di euro)	2006	2007	Variazione
Divisione E&P	3.520	3.197	(323)
Divisione G&P	20.085	20.892	807
Divisione R&M	32.560	26.771	(5.789)
Corporate	552	717	165
Elisioni	(3.732)	(3.767)	(35)
	52.985	**47.810**	**(5.175)**

I ricavi della Divisione Exploration & Production (3.197 milioni di euro) sono diminuiti di 323 milioni di euro, pari al 9,2%, a seguito essenzialmente: (i) della riduzione dei volumi venduti di idrocarburi di 8,7 milioni di boe (da 77,6 a 68,9 milioni di boe) connessa principalmente al declino dei campi maturi; (ii) del decremento del prezzo di vendita in euro del gas naturale (-4,4%). Questi effetti negativi sono stati in parte compensati dal maggior prezzo in euro del greggio (+3,3%) e dai maggiori ricavi per prestazioni di servizi alle consociate estere.

I ricavi della Divisione Gas & Power (20.892 milioni di euro) sono aumentati di 807 milioni di euro, pari al 4%, a seguito essenzialmente: (i) dell'avvio delle vendite di energia elettrica attraverso l'affitto e la successiva scissione da EniPower SpA del ramo di azienda "commercializzazione *power*" al netto dei mancati ricavi verso EniPower SpA per vendita di gas destinato alla produzione di energia elettrica; (ii) degli effetti derivanti dalla delibera 79/07 dell'AEEG; (iii) delle maggiori vendite di gas ai clienti finali a seguito della fusione di Napoletana Gas Clienti SpA e Siciliana Gas Clienti SpA al netto dei corrispondenti mancati ricavi per vendita di gas alle incorporate. Questi effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dal decremento dei prezzi medi di vendita del gas per effetto dei parametri energetici di riferimento; (ii) dalla riduzione dei volumi di gas venduti penalizzati dalle condizioni climatiche eccezionalmente miti registrate in particolare nel primo trimestre.

I ricavi della Divisione Refining & Marketing (26.771 milioni di euro) sono diminuiti di 5.789 milioni di euro, pari al 17,8%, a seguito essenzialmente: (i) della riduzione dei volumi venduti di greggi (circa 11 milioni di tonnellate) e di prodotti petroliferi (circa 2 milioni di tonnellate) essenzialmente per il conferimento dell'attività di *trading* a Eni Trading & Shipping SpA, operativa dal 1° ottobre 2007; (ii) dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dai maggiori prezzi di vendita dei prodotti petroliferi.

I ricavi della Corporate (717 milioni di euro) sono aumentati di 165 milioni di euro, pari al 29,9%, a seguito essenzialmente dell'estensione del modello di addebito dei servizi gestiti centralmente in Corporate e all'ulteriore accentramento dei servizi.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi di 168 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2006	2007	Variazione
Locazioni, affitti e noleggi	75	65	(10)
Proventi per attività in *joint venture*	38	36	(2)
Emission Trading	74	5	(69)
Plusvalenze da vendite di attività materiali	11	7	(4)
Altri proventi	57	55	(2)
	255	**168**	**(87)**

(1) Per maggiori informazioni si rinvia al paragrafo "(Oneri) proventi finanziari netti".

Le locazioni, gli affitti e i noleggi di 65 milioni di euro riguardano essenzialmente i proventi derivanti dai contratti di locazione ai gestori delle stazioni di servizio di attrezzature e dei locali nei quali viene svolta l'attività *non oil* (officine, lavaggi, bar, ristoranti e *convenience-store*) e i proventi da affitto del ramo d'azienda "Attività logistiche" alla Petrolig Srl (70% Eni) e alla Petroven Srl (68% Eni).

I proventi per attività in *joint venture* di 36 milioni di euro riguardano l'addebito ai *partner* delle prestazioni interne.

I ricavi per l'attività di *emission trading* di 5 milioni di euro diminuiscono di 69 milioni di euro a seguito essenzialmente della riduzione del valore di mercato dei diritti di emissione.

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

(milioni di euro)	2006	2007	Variazione
Divisione E&P	768	896	128
Divisione G&P	18.495	19.197	702
Divisione R&M	32.027	25.500	(6.527)
Corporate	791	792	1
Elisioni	(3.749)	(3.767)	(18)
Eliminazione utili interni [a]	(9)	88	97
	48.323	**42.706**	**(5.617)**
di cui oneri non ricorrenti netti	*164*	*11*	*(153)*

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni interdivisionali di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

Gli oneri non ricorrenti netti inclusi nella voce "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi", sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2006	2007	Variazione
Divisione G&P			
- Accantonamenti a fondi rischi a fronte istruttorie AEEG		6	6
- Sanzione AEEG mancata informativa prezzi	10		(10)
- Sanzione AEEG utilizzo stoccaggio strategico	45	(45)	(90)
	55	**(39)**	**(94)**
Divisione R&M			
- Sanzione antitrust sul *jet fuel*	109		(109)
- Accantonamento per procedimento antitrust nel settore delle paraffine [a]		50	50
	109	**50**	**(59)**
	164	**11**	**(153)**

(a) Informazioni sull'istruttoria sono fornite nella nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato, cui si rinvia.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi della Divisione Exploration & Production (896 milioni di euro) sono aumentati di 128 milioni di euro, pari al 16,7%, a seguito essenzialmente: (i) dei maggiori costi attribuiti alla Divisione E&P a seguito della riorganizzazione delle attività tecnico-scientifiche del Gruppo; (ii) dei maggiori oneri addebitati dalla Corporate per i servizi centralizzati, in parte correlati alle maggiori prestazioni fornite alle consociate estere; (iii) delle maggiori *royalties* sulla produzione per effetto delle modifiche del quadro normativo intervenute nell'esercizio.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi della Divisione Gas & Power (19.197 milioni di euro) sono aumentati di 702 milioni di euro, pari al 3,8%. Escludendo la variazione degli oneri e proventi non ricorrenti di 94 milioni di euro, gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi sono aumentati di 796 milioni di euro, a seguito essenzialmente: (i) dei costi di approvvigionamento di energia elettrica; (ii) degli oneri relativi al contratto di "*tolling*" verso EniPower SpA e del corrispettivo del contratto di affitto del ramo di azienda "commercializzazione *power*". Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dal decremento dei prezzi medi di acquisto del gas per effetto dei parametri energetici di riferimento; (ii) dalla circostanza che nel primo trimestre 2006 vennero rilevati oneri di approvvigionamento a fronte dell'emergenza gas verificatasi nei mesi invernali 2005-2006; (iii) dall'utilizzo per esuberanza del fondo rischi relativo alla delibera 248/04 dell'AEEG a seguito dell'entrata in vigore della delibera 79/07 dell'AEEG; (iv) dalla riduzione dei volumi approvvigionati rispetto all'esercizio precedente sostanzialmente a seguito della contrazione subita nelle vendite.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi della Divisione Refining & Marketing (25.500 milioni di euro) sono diminuiti di 6.527 milioni di euro, pari al 20,4%. Escludendo la variazione degli oneri e proventi non ricorrenti (59 milioni di euro), gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi sono diminuiti di 6.468 milioni di euro, a seguito essenzialmente: (i) della riduzione dei volumi acquistati (circa 13 milioni di tonnellate) in relazione al conferimento dell'attività di *trading* a Eni Trading & Shipping SpA; (ii) dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (iii) della differenza tra la variazione negativa delle rimanenze a costo medio ponderato rilevata nel 2006 (-255 milioni di euro), conseguente alla riduzione dei prezzi avvenuta negli ultimi mesi dell'anno, e quella positiva rilevata nel 2007 (734 milioni di euro) a fronte di un aumento del costo medio annuo di approvvigionamento delle materie prime (10%).

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi della Corporate (792 milioni di euro) sono aumentati di 1 milione di euro, pari allo 0,1%. L'incremento è legato essenzialmente a maggiori costi di comunicazione e pubblicità e all'accentramento di servizi, sostanzialmente compensato dalla diminuzione dei costi di acquisto dei diritti di emissione effettuati nell'ambito dell'attività di *Emission Trading* legati alla riduzione del valore di mercato dei diritti (69 milioni di euro) e dalla circostanza che nel primo semestre 2006 vennero rilevati costi per attività progettuali di ricerca e sviluppo, successivamente trasferiti alle Divisioni.

Costo lavoro

(milioni di euro)	2006	2007	Variazione
Divisione E&P	222	241	19
Divisione G&P	119	129	10
Divisione R&M	376	353	(23)
Corporate	224	227	3
	941	**950**	**9**
di cui proventi non ricorrenti		*(32)*	*(32)*

Il costo lavoro di 950 milioni di euro aumenta di 9 milioni di euro. Al netto dei proventi non ricorrenti di 32 milioni di euro, il costo lavoro aumenta di 41 milioni di euro, pari al 4,4%, a seguito essenzialmente dell'incremento della forza lavoro e della normale dinamica retributiva.
I proventi non ricorrenti netti inclusi nella voce "costo lavoro" derivano dalla rideterminazione (cd. *curtailment*) del fondo trattamento di fine rapporto pregresso a seguito delle modifiche introdotte dalla Finanziaria 2007 relative alla destinazione delle quote maturande che hanno modificato la natura dell'istituto da programma a benefici definiti a programma a contributi definiti. Tale rideterminazione si basa essenzialmente sull'esclusione dal calcolo attuariale delle retribuzioni future e delle relative ipotesi di incremento.

Il numero dei dipendenti in servizio al 31 dicembre 2007 è indicato nelle tabelle seguenti:

Categorie contrattuali	2006	2007	Variazione
Dirigenti	525	552	27
Quadri	3.664	3.836	172
Impiegati	6.248	6.536	288
Operai	1.565	1.507	(58)
	12.002	**12.431**	**429**

Divisioni	2006	2007	Variazione
E&P	3.194	3.394	200
G&P	1.679	1.854	175
R&M	4.997	4.814	(183)
Corporate	2.132	2.369	237
	12.002	**12.431**	**429**

L'incremento del numero dei dipendenti è dovuto principalmente alle incorporazioni di società controllate avvenute nel 2007.

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di euro)	2006	2007	Variazione
Divisione E&P	507	498	(9)
Divisione G&P	9	2	(7)
Divisione R&M	296	340	44
Corporate	17	23	6
	829	**863**	**34**

L'aumento degli ammortamenti e delle svalutazioni registrato dalla Divisione Refining & Marketing di 44 milioni di euro, pari al 14,9%, è riferibile essenzialmente all'esito dell'*impairment test* effettuato sulla Raffineria di Livorno che ha portato ad una svalutazione di 52 milioni di euro.

Utile operativo

(milioni di euro)	2006	2007	Variazione
Divisione E&P	2.070	1.609	(461)
Divisione G&P	1.488	1.583	95
Divisione R&M	(41)	662	703
Corporate	(379)	(307)	72
Eliminazione utili interni [a]	9	(88)	(97)
Utile operativo	**3.147**	**3.459**	**312**
Esclusione (utile) perdita di magazzino [b]	188	(544)	(732)
Utile operativo a valori correnti	**3.335**	**2.915**	**(420)**

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni interdivisionali di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.
(b) L'utile operativo a valori correnti deriva dal raffronto tra i ricavi e i costi correnti dei prodotti venduti con esclusione perciò dell'utile o della perdita di magazzino che deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo.

Divisione Exploration & Production

(milioni di euro)	2006	2007	Variazione
Utile operativo	**2.070**	**1.609**	**(461)**
Esclusione (utile) perdita di magazzino			
Utile operativo a valori correnti	**2.070**	**1.609**	**(461)**
di cui oneri (proventi) non ricorrenti		*(9)*	*(9)*

L'utile operativo della Divisione Exploration & Production (1.609 milioni di euro) è diminuito di 461 milioni di euro, pari al 22,3%. Escludendo la variazione degli oneri e proventi non ricorrenti (9 milioni di euro), l'utile operativo è diminuito di 470 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) dei minori volumi venduti di idrocarburi connessi al declino produttivo dei campi maturi; (ii) della diminuzione del prezzo di vendita in euro del gas naturale (-4,4%); (iii) dei maggiori costi operativi. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'aumento del prezzo di vendita in euro del greggio (+3,3%) e dai minori costi di ricerca esplorativa.

Divisione Gas & Power

(milioni di euro)	2006	2007	Variazione
Utile operativo	**1.488**	**1.583**	**95**
Esclusione (utile) perdita di magazzino	(72)	44	116
Utile operativo a valori correnti	**1.416**	**1.627**	**211**
di cui oneri (proventi) non ricorrenti	*55*	*(43)*	*(98)*

L'utile operativo a valori correnti della Divisione Gas & Power (1.627 milioni di euro) è aumentato di 211 milioni di euro, pari al 14,9%. Escludendo la variazione degli oneri e proventi non ricorrenti (98 milioni di euro), l'utile operativo è aumentato di 113 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) della circostanza che nel primo trimestre 2006 vennero rilevati maggiori oneri di approvvigionamento a fronte dell'emergenza gas verificatasi nei mesi invernali 2005-2006; (ii) dell'evoluzione favorevole del quadro regolatorio in relazione alla delibera n. 79/07 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Questi effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'andamento negativo delle vendite gas penalizzate dalle condizioni climatiche eccezionalmente miti registrate in particolare nel primo trimestre.

Divisione Refining & Marketing

(milioni di euro)	2006	2007	Variazione
Utile (perdita) operativa	**(41)**	**662**	**703**
Esclusione (utile) perdita di magazzino	306	(730)	(1.036)
Utile (perdita) operativa a valori correnti	**265**	**(68)**	**(333)**
di cui (proventi) oneri non ricorrenti	*109*	*38*	*(71)*

La perdita operativa a valori correnti della Divisione Refining & Marketing (68 milioni di euro) rappresenta un peggioramento di risultato di 333 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Escludendo la variazione dei proventi/oneri non ricorrenti (71 milioni di euro), il peggioramento del risultato operativo è di 404 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) del peggioramento del risultato dell'attività di raffinazione (208 milioni di euro), principalmente per effetto dell'impatto negativo dello scenario e dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro, parzialmente compensato dalle migliori *performance* e dalle minori fermate delle raffinerie; (ii) del peggioramento del risultato dell'attività commerciale rete (103 milioni di euro) per effetto principalmente dei minori margini, dei maggiori costi per *royalties* e convenzionamenti e dei maggiori costi di *marketing*; (iii) del peggioramento del risultato dell'attività commerciale extrarete per effetto della flessione dei margini di distribuzione e dei volumi di vendita; (iv) delle maggiori svalutazioni dovute principalmente all'esito dell'*impairment test* effettuato sulla Raffineria di Livorno.

Corporate

(milioni di euro)	2006	2007	Variazione
Utile (perdita) operativa	**(379)**	**(307)**	**72**
Esclusione (utile) perdita di magazzino			
Utile (perdita) operativa a valori correnti	**(379)**	**(307)**	**72**
di cui oneri (proventi) non ricorrenti		*(7)*	*(7)*

La perdita operativa della Corporate (307 milioni di euro) è diminuita di 72 milioni di euro, pari al 19%. Escludendo la variazione dei proventi/oneri non ricorrenti (7 milioni di euro), la perdita operativa diminuisce di 65 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'estensione del modello di addebito dei servizi gestiti centralmente in Corporate.

(Oneri) proventi finanziari netti

(milioni di euro)	2006	2007	Variazione
Proventi finanziari netti	195	216	21
Commissioni per servizi finanziari	47	33	(14)
Interessi sui crediti verso l'Amministrazione finanziaria	13	25	12
Utili (perdite) su cambi	30	(16)	(46)
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo [a]	(27)	(63)	(36)
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(101)	(109)	(8)
Proventi (oneri) netti su derivati	(75)	(1.473)	(1.398)
Interessi su CCT	8		(8)
Altri	8		(8)
	98	**(1.387)**	**(1.485)**

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

L'incremento degli oneri netti su contratti derivati di 1.398 milioni di euro è relativo essenzialmente alla variazione negativa del *fair value* di derivati, classificati come *cash flow hedge* nel bilancio consolidato, posti in essere nell'ambito della complessiva operazione di copertura in ottica Gruppo finalizzata a stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2001 dalla vendita di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi del gruppo Eni al 31 dicembre 2006 in considerazione delle acquisizioni di *asset* in produzione, in sviluppo e in fase esplorativa realizzate nel 2007 nell'*onshore* del Congo dalla società francese Maurel & Prom e nel Golfo del Messico dalla società Dominion Resources (1.510 milioni di euro).

Non essendo riferiti a riserve di idrocarburi di Eni SpA, ma di sue società controllate, i suddetti contratti derivati non hanno i requisiti previsti dallo *IAS 39* per essere considerati di copertura, conseguentemente la variazione del *fair value* è rilevata a conto economico.

Proventi netti su partecipazioni

(milioni di euro)	2006	2007	Variazione
Dividendi	4.063	5.499	1.436
Altri proventi	612	3	(609)
Totale proventi	**4.675**	**5.502**	**827**
Svalutazioni e altri oneri	(890)	(549)	341
	3.785	**4.953**	**1.168**

I proventi e gli oneri su partecipazioni sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2006	2007	Variazione
Dividendi			
Eni International BV	2.893	3.094	201
Italgas SpA [a]	238	651	413
Stoccaggi Gas Italia SpA	120	475	355
Eni Investment Plc [b]		294	294
Snam Rete Gas SpA	166	264	98
Unión Fenosa Gas SA	128	173	45
GALP Energia SA		126	126
Sofid SpA	21	69	48
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	46	64	18
Ecofuel SpA	69	62	(7)
Saipem SpA	36	55	19
Eni Gas Transport Deutschland SpA	6	49	43
Padana Assicurazioni SpA		47	47
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	34	32	(2)
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	16	10	(6)
EniPower SpA	38	9	(29)
AgipFuel SpA	17	5	(12)
Eni Portugal Investment SpA	112		(112)
Enifin SpA	61		(61)
Altre	62	20	(42)
	4.063	**5.499**	**1.436**
Altri proventi			
Vendita azioni Snamprogetti SpA a Saipem Projects SpA	589		(589)
Altre	23	3	(20)
	612	**3**	**(609)**
Totale proventi	**4.675**	**5.502**	**827**

(a) I dividendi della società pari a 771 milioni di euro sono imputati in parte a conto economico (651 milioni di euro), in parte a deduzione del valore di carico della partecipazione (120 milioni di euro).
(b) I dividendi della società pari a 728 milioni di euro (495 milioni di sterline) sono imputati in parte a deduzione del valore di carico della partecipazione (434 milioni di euro), in parte a conto economico (294 milioni di euro).

(milioni di euro)	2006	2007	Variazione
Svalutazioni e altri oneri			
Syndial SpA	678	351	(327)
Ieoc SpA	10	143	133
Eni Timor Leste SpA		33	33
Eni Angola SpA		19	19
Tigáz Zrt	108		(108)
Oneri per cessione Snamprogetti SpA	89		(89)
Altre minori	5	3	(2)
Totale oneri	**890**	**549**	**(341)**

Imposte sul reddito

(milioni di euro)	2006	2007	Variazione
Imposte correnti:			
- IRES	(963)	(429)	534
- IRAP	(218)	(182)	36
	(1.181)	**(611)**	**570**
Imposta sostitutiva legge 244/07		**(307)**	**(307)**
Storno fiscalità differita		738	738
Rigiro Imposte differite	49	23	(26)
Rigiro Imposte anticipate	(32)	(268)	(236)
	17	**493**	**476**
	(1.164)	**(425)**	**739**

Le imposte sul reddito di 425 milioni di euro diminuiscono di 739 milioni di euro principalmente a seguito: (i) del minor risultato della gestione finanziaria netta (487 milioni di euro); (ii) dello storno delle imposte differite stanziate in relazione agli ammortamenti dedotti ai soli fini fiscali, a seguito dell'adesione alla possibilità, prevista dalla Legge Finanziaria 2008, di rivalutare il costo fiscalmente riconosciuto delle immobilizzazioni materiali e immateriali per un importo corrispondente agli ammortamenti dedotti ai soli fini fiscali, a fronte del pagamento di un'imposta sostitutiva (431 milioni di euro); (iii) della differenza tra la stima delle imposte relative agli esercizi 2005 e 2006 e quelle determinate in base alle relative dichiarazioni dei redditi (32 milioni di euro). Tali effetti sono parzialmente compensati: (i) dalla minor perdita delle società incluse nel consolidato fiscale nazionale (110 milioni di euro); (ii) dalla rideterminazione dei crediti per imposte anticipate al netto del fondo per imposte differite secondo le minori aliquote IRES ed IRAP previste dalla Legge Finanziaria 2008 (65 milioni di euro).

Il rigiro di imposte differite di 23 milioni di euro si riferisce essenzialmente: (i) all'adeguamento del fondo per imposte differite alle minori aliquote IRES ed IRAP previste dalla Legge Finanziaria 2008 (134 milioni di euro); (ii) al rigiro di imposte stanziate in relazione agli ammortamenti degli oneri capitalizzati sulle immobilizzazioni materiali e non riconosciuti ai fini fiscali (56 milioni di euro); (iii) al rigiro di imposte stanziate in relazione a plusvalenze e contributi a tassazione differita (6 milioni di euro). Tali effetti sono parzialmente compensati dalle imposte stanziate in relazione: (i) al maggior costo del magazzino determinato ai fini civilistici sulla base del costo medio ponderato rispetto a quello che lo stesso assume ai fini fiscali determinato con il metodo LIFO (161 milioni di euro); (ii) ad altri fenomeni di minore importo.

Il rigiro di imposte anticipate di 268 milioni di euro è essenzialmente relativo: (i) all'adeguamento dei crediti per imposte anticipate alle minori aliquote IRES ed IRAP previste dalla Legge Finanziaria 2008 (199 milioni di euro); (ii) al rigiro di imposte anticipate connesso alla circostanza che per effetto del Decreto Legge 209/2002, nel 2002 e nel 2003 la deducibilità delle svalutazioni di partecipazioni era differita per quote costanti in cinque esercizi. La quota di competenza dell'esercizio ammonta a 185 milioni con un effetto d'imposta di 61 milioni di euro; (iii) all'utilizzo netto di fondi rischi tassati (41 milioni di euro); (iv) all'utilizzo di fondi di svalutazione tassati effettuati dalla Syndial SpA inclusa nel consolidato fiscale nazionale (23 milioni di euro). Tali effetti sono parzialmente compensati dallo stanziamento di imposte anticipate relative alle differenze tra valori civilistici e valori fiscali delle attività e delle passività della società Syndial SpA inclusa nel consolidato fiscale nazionale, così come rideterminate in occasione del rinnovo dell'opzione per il consolidato fiscale (65 milioni di euro).

La differenza tra il *tax rate* effettivo (6,05%) e teorico (35,67%), pari al 29,61% è dovuta essenzialmente alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con un effetto sul *tax rate* del 24,79%); all'effetto netto della rivalutazione del costo fiscalmente riconosciuto delle immobilizzazioni materiali ed immateriali per un importo corrispondente agli ammortamenti dedotti ai soli fini fiscali, a fronte del pagamento di un'imposta sostitutiva (12,44%). Questi effetti sono stati in parte assorbiti dall'effetto dell'adeguamento del fondo per imposte differite al netto dei crediti per imposte anticipate alle minori aliquote IRES ed IRAP previste dalla Legge Finanziaria 2008 (6,83%).

☐ Stato Patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento.
Il *management* ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio.

(milioni di euro)

31.12.2006		Pro-forma 31.12.2006	31.12.2007	Variazione
	Capitale immobilizzato			
5.507	Immobili, impianti e macchinari	5.507	5.748	241
1.701	Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.701	2.033	332
948	Attività immateriali	948	1.019	71
21.086	Partecipazioni	20.897	23.545	2.648
28	Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	6.662	7.985	1.323
(313)	Debiti netti relativi all'attività di investimento	(313)	(240)	73
28.957		**35.402**	**40.090**	**4.688**
(23)	**Capitale di esercizio netto**	**(128)**	**(591)**	**(463)**
(308)	**Fondo per benefici ai dipendenti**	**(310)**	**(288)**	**22**
28.626	**Capitale investito netto**	**34.964**	**39.211**	**4.247**
26.935	**Patrimonio netto**	**26.935**	**28.926**	**1.991**
	Avanzo di fusione [a]	588		
1.691	**Indebitamento finanziario netto**	**7.441**	**10.285**	**2.844**
28.626	**Coperture**	**34.964**	**39.211**	**4.247**

(a) Differenza tra il valore di carico della partecipazione in Enifin SpA (253 milioni di euro), Eni Portugal Investment SpA (716 milioni di euro) e il patrimonio netto al 31 dicembre 2006 rispettivamente di Enifin SpA (397 milioni di euro) e di Eni Portugal Investment SpA (1.160 milioni di euro).

Immobili, impianti e macchinari e attività immateriali

L'analisi della variazione degli immobili, impianti e macchinari e delle attività immateriali è la seguente:

(milioni di euro)	Immobili, impianti e macchinari	Attività immateriali	Totale
Saldo al 31 dicembre 2006	**5.507**	**948**	**6.455**
Investimenti	1.137	154	**1.291**
Ammortamenti e svalutazioni	(717)	(146)	**(863)**
Cessioni, radiazioni e conferimenti di rami d'azienda	(3)	(2)	**(5)**
Altre variazioni	(176)	65	**(111)**
Saldo al 31 dicembre 2007	**5.748**	**1.019**	**6.767**

Le altre variazioni delle immobilizzazioni materiali (176 milioni di euro) riguardano essenzialmente la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti. Le altre variazioni delle immobilizzazioni immateriali riguardano essenzialmente le operazioni di fusione di Napoletana Gas Clienti SpA (42 milioni di euro) e di Siciliana Gas Clienti SpA (14 milioni di euro).

Partecipazioni

Le partecipazioni (23.545 milioni di euro) sono aumentate di 2.648 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(milioni di euro)		
Partecipazioni al 31 dicembre 2006		**20.897**
Incrementi per:		
Interventi sul capitale		
Eni International BV	1.975	
Eni Angola SpA	415	
Syndial SpA	376	
Eni Petroleum Co Inc	333	
Ieoc SpA	267	
Eni Trading & Shipping SpA	250	
Eni Timor Leste SpA	51	
Eni East Africa SpA	15	
Agip Rete SpA	12	
Servizi Aerei SpA	8	
		3.702
Acquisizioni		
Polimeri Europa SpA	75	
Napoletana Gas Clienti SpA	72	
Tecnomare SpA	28	
		175
Decrementi per:		
Svalutazioni e perdite		
Syndial SpA	(351)	
Ieoc SpA	(143)	
Eni Timor Leste SpA	(33)	
Eni Angola SpA	(19)	
Eni East Africa SpA	(3)	
		(549)
Altri decrementi		
Eni Investments Plc - rimborso riserve	(434)	
Italgas SpA - rimborso riserve	(120)	
Napoletana Gas Clienti SpA - fusione	(72)	
Raffineria di Milazzo ScpA - rimborso riserve	(44)	
Eni Hellas SpA - rimborso riserve	(6)	
Siciliana Gas Clienti SpA - fusione	(4)	
		(680)
Partecipazioni al 31 dicembre 2007		**23.545**

Informazioni in ordine alle imprese controllate e collegate partecipate al 31 dicembre 2007, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono fornite nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto a partecipazione diretta di Eni", che fa parte integrante delle Note al bilancio.

Le partecipazioni al 31 dicembre 2007 sono analizzate nella tabella seguente:

(milioni di euro)	Valore netto
Eni International BV	6.849
Eni Investments Plc	3.492
Italgas SpA	2.015
Snam Rete Gas SpA	1.991
Polimeri Europa SpA	1.468
Stoccaggi Gas Italia SpA	1.136
Eni Petroleum Co Inc	982
EniPower SpA	955
Galp Energia SA	780
Unión Fenosa Gas SA	442
Syndial SpA	397
Eni Angola SpA	396
LNG Shipping SpA	285
Eni Trading & Shipping SpA	250
Sofid SpA	241
Eni Hellas SpA	192
Saipem SpA	182
Ieoc SpA	138
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	133
Raffineria di Milazzo ScpA	126
Raffineria di Gela SpA	123
Tigáz Zrt	116
Eni Insurance Ltd	100
Inversora de Gas Cuyana SA	75
Praoil Oleodotti Italiani SpA	74
Distribuidora de Gas del Centro SA	60
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	51
Ecofuel SpA	48
Eni International Bank Ltd	43
Tecnomare SpA	43
Società Oleodotti Meridionali SpA	42
Servizi Aerei SpA	36
Società Petrolifera Italiana SpA	36
Toscana Energia Clienti SpA	34
Agip Rete SpA	27
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	25
Altre *(inferiori a 20 milioni di euro)*	162
	23.545

Capitale d'esercizio netto

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007	Variazione
Crediti commerciali	7.853	7.737	(116)
Rimanenze	1.896	1.779	(117)
Debiti commerciali	(5.924)	(5.968)	(44)
Crediti/Debiti tributari e Fondo imposte netto	(114)	783	897
Fondi per rischi e oneri	(3.221)	(2.855)	366
Altre attività (passività) nette di esercizio	(618)	(2.067)	(1.449)
	(128)	**(591)**	**(463)**

I crediti commerciali di 7.737 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla vendita di gas naturale e di energia elettrica (5.071 milioni di euro) e prodotti petroliferi (2.403 milioni di euro). La riduzione dei crediti commerciali è

connessa essenzialmente al conferimento dell'attività di *trading* alla società Eni Trading & Shipping SpA, parzialmente compensata dall'aumento dei prezzi di vendita dei prodotti petroliferi e dall'avvio delle vendite di energia elettrica a seguito del riassetto delle attività *power*.

Le rimanenze di 1.779 milioni di euro, costituite essenzialmente da greggio, da prodotti petroliferi e da gas naturale, diminuiscono di 117 milioni di euro, riferiti in particolare alla Divisione Gas & Power a seguito essenzialmente della riduzione di 1,49 miliardi di metri cubi di gas a magazzino, e alla Divisione Refining & Marketing per effetto della diminuzione delle quantità in giacenza, determinata dal passaggio del magazzino greggi viaggianti in capo alla società Eni Trading & Shipping SpA, parzialmente compensato dal maggior valore delle scorte di greggi e prodotti petroliferi per effetto dell'incremento dei prezzi di acquisto.

I debiti commerciali di 5.968 milioni di euro sono aumentati di 44 milioni di euro a seguito principalmente del riassetto delle attività *power*, parzialmente compensato dal conferimento dell'attività di *trading* all'Eni Trading & Shipping SpA.

I crediti/debiti tributari e il fondo imposte netto di 783 milioni di euro sono costituiti da crediti tributari per 1.810 milioni di euro, da debiti tributari per 1.330 milioni di euro e dal fondo imposte differito netto per 303 milioni di euro. Per informazioni sulle singole voci si rinvia alle Note al bilancio di esercizio.

I fondi per rischi e oneri (2.855 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) il fondo smantellamento e ripristino siti (1.297 milioni di euro); (ii) il fondo rischi e oneri ambientali (434 milioni di euro); (iii) il fondo per gli oneri derivanti dalla sanzione amministrativa comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato il 15 febbraio 2006 (290 milioni di euro); (iv) il fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci (187 milioni di euro); (v) il fondo dismissioni e ristrutturazioni (126 milioni di euro); (vi) il fondo costituito a fronte della valutazione degli sconti su tariffe di trasporto che, sulla base delle disposizioni della delibera 120/2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono da riconoscere a clienti che hanno versato contributi di allacciamento (120 milioni di euro). La diminuzione dei fondi per rischi ed oneri di 366 milioni di euro riguarda essenzialmente: (i) la variazione del fondo smantellamento e ripristino siti (161 milioni di euro) dovuto essenzialmente alla revisione delle stime; (ii) l'utilizzo a fronte oneri del fondo rischi costituito a fronte della sanzione antitrust comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato in relazione all'istruttoria sui rifornimenti di *jet fuel* (118 milioni di euro); (iii) l'utilizzo in parte per esuberanza (98 milioni di euro) e in parte a fronte oneri (46 milioni di euro) del fondo rischi costituito a fronte della delibera 248/2004 e successive dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Le altre passività nette di esercizio (2.067 milioni di euro) sono aumentate di 1.449 milioni di euro essenzialmente a seguito della variazione negativa di *fair value* dei contratti derivati su *commodities* [2].

Patrimonio netto

(milioni di euro)		
Patrimonio netto al 31 dicembre 2006		**26.935**
Incremento per:		
- utile 2007	6.600	
- avanzo di fusione Eni Portugal Investment SpA	444	
- avanzo di fusione Enifin SpA	144	
- avanzo di fusione Siciliana Gas Clienti SpA	15	
- azioni proprie cedute/assegnate a fronte di piani di incentivazione dei dirigenti	55	
- costo di competenza delle *stock option - stock grant* assegnate	18	
		7.276
Decremento per:		
- distribuzione saldo dividendo 2006	(2.384)	
- acconto sul dividendo 2007	(2.199)	
- acquisto azioni proprie	(680)	
- disavanzo da fusione Napoletana Gas Clienti SpA	(22)	
		(5.285)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2007		**28.926**

(2) Per maggiori informazioni si rinvia al paragrafo "(Oneri) proventi finanziari netti".

Effetto sul patrimonio netto Eni dell'incorporazione di Enifin SpA e di Eni Portugal Investment SpA e attribuzione dell'avanzo di fusione

Il patrimonio netto di Eni SpA registra un aumento di 588 milioni di euro per effetto dell'annullamento delle azioni Enifin SpA e Eni Portugal Investment SpA a fronte del patrimonio netto delle società incorporate come segue:

(milioni di euro)	Enifin	EPI
Patrimonio netto	397	1.160
Valore di libro delle azioni	253	716
Avanzo di fusione	144	444

L'avanzo di fusione è stato utilizzato per ricostituire, ai sensi dell'art. 172 comma 5 del D.P.R. 917/1986, le riserve in sospensione di imposta risultanti dal bilancio 2006 delle società incorporate; residua un avanzo, imputato alla "Riserva da avanzo di fusione", di 587 milioni di euro, come segue:

(milioni di euro)	
- Riserva da rivalutazione legge n. 576/1975	1
- Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	...
- Riserva da avanzo di fusione	587

Nel corso del 2007, a seguito della fusione della Siciliana Gas Clienti SpA e della Napoletana Gas Clienti SpA, il patrimonio netto di Eni SpA registra una diminuzione di 7 milioni di euro a seguito dell'annullamento delle azioni della Siciliana Gas Clienti SpA e della Napoletana Gas Clienti SpA, a fronte del patrimonio netto delle società incorporate[3].

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2007 (10.285 milioni di euro) è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007	Variazione
Debiti finanziari e obbligazioni	11.965	17.675	5.710
Disponibilità liquide	(174)	(444)	(270)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(235)		235
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(4.115)	(6.946)	(2.831)
	7.441	**10.285**	**2.844**

Il peggioramento della posizione finanziaria netta di 2.844 milioni di euro è dovuto essenzialmente: (i) agli investimenti in partecipazioni per effetto principalmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate (3.877 milioni di euro); (ii) al pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2006 di 0,65 euro per azione (2.384 milioni di euro); (iii) al pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2007 di 0,60 euro per azione, deliberato il 20 settembre 2007 dal Consiglio di Amministrazione e messo in pagamento a partire dal 25 ottobre 2007 (2.199 milioni di euro); (iv) al pagamento delle imposte sul reddito al netto dei rimborsi (1.302 milioni di euro); (v) agli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (1.291 milioni di euro), solo in parte compensato dal flusso di cassa netto dell'attività di esercizio (8.332 milioni di euro).
I titoli relativi a Certificati di Credito del Tesoro ottenuti a rimborso di crediti d'imposta che, al 31 dicembre 2006, ammontavano a 235 milioni di euro, sono stati incassati nel corso dell'esercizio.

(3) Per maggiori informazioni si rinvia alla nota n. 27 "Patrimonio netto" delle Note al bilancio di esercizio.

Rendiconto finanziario

Lo schema di rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema obbligatorio al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il *free cash flow* cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il *free cash flow* chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti derivanti da operazioni "straordinarie" (es. fusioni, conferimenti, etc.); (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto derivanti dalle operazioni "straordinarie" (es. fusioni, conferimenti, etc).

(milioni di euro)

	Bilancio 2006 Pro-forma	**Bilancio 2007**
Utile dell'esercizio	5.867	6.600
a rettifica:		
- ammortamenti e altri componenti non monetarie	1.881	1.127
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(12)	(6)
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	(2.986)	(5.197)
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	**4.750**	**2.524**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(708)	1.421
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	2.983	4.387
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**7.025**	**8.332**
Investimenti tecnici	(1.091)	(1.291)
Investimenti in partecipazioni e titoli	(1.163)	(3.877)
Investimenti finanziari strumentali attività operativa	187	(1.335)
Dismissioni	262	611
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(144)	(73)
Free cash flow	**5.076**	**2.367**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	1.314	(2.596)
Variazione debiti finanziari a breve e lungo	(580)	5.710
Flusso di cassa del capitale proprio	(5.837)	(5.208)
Effetto fusioni	23	(3)
FLUSSO DI CASSA NETTO DELL'ESERCIZIO	**(4)**	**270**
Free cash flow	**5.076**	**2.367**
Indebitamento finanziario netto per operazioni straordinarie (fusioni, scissioni, conferimenti, etc...)	59	(3)
Flusso di cassa del capitale proprio	(5.837)	(5.208)
Altre variazioni	43	
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(659)**	**(2.844)**

☐ Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

(milioni di euro)

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al bilancio di esercizio	**31.12.2006** Valori parziali da schema obbligatorio	**31.12.2006** Valori da schema riclassificato	**31.12.2007** Valori parziali da schema obbligatorio	**31.12.2007** Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			5.507		5.748
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.701		2.033
Attività immateriali			948		1.019
Partecipazioni	v. nota 11 "Partecipazioni"		21.086	23.540	23.545
Attività destinate alla vendita	v. nota 15 "Altre attività disponibili per la vendita"			5	
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa:			28		7.985
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	v. nota 3 "Crediti commerciali e altri crediti"			345	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	v. nota 12 "Altre attività finanziarie"			7.640	
Debiti netti relativi all'attività di investimento:			(313)		(240)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	v. nota 3 "Crediti commerciali e altri crediti"	18		18	
- debiti relativi all'attività di investimento	v. nota 18 "Debiti commerciali e altri debiti"	(331)		(258)	
Totale capitale immobilizzato			**28.957**		**40.090**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			1.896		1.779
Crediti commerciali	v. nota 3 "Crediti commerciali e altri crediti"		7.854		7.737
Debiti commerciali	v. nota 18 "Debiti commerciali e altri debiti"		(5.921)		(5.968)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composto da:			(31)		783
- passività per imposte sul reddito correnti		(64)		(103)	
- passività per altre imposte correnti		(788)		(973)	
- passività per imposte differite		(110)		(19)	
- attività per imposte sul reddito correnti		4		564	
- attività per altre imposte correnti		151		393	
- attività per imposte anticipate				322	
- altre attività non correnti		776		776	
- crediti per consolidato fiscale	v. nota 3 "Crediti commerciali e altri crediti"			77	
- debiti per consolidato fiscale	v. nota 18 "Debiti commerciali e altri debiti"			(39)	
- altre passività non correnti	v. nota 26 "Altre passività non correnti"			(215)	
Fondi per rischi ed oneri			(3.220)		(2.855)
Altre attività (passività) di esercizio, composte da:			(601)		(2.067)
- altri crediti	v. nota 3 "Crediti commerciali e altri crediti"	347		219	
- altre attività (correnti)		83		1.355	
- altre attività (non correnti)	v. nota 14 "Altre attività non correnti"	79		92	
- acconti e anticipi, altri debiti	v. nota 18 "Debiti commerciali e altri debiti"	(613)		(487)	
- altre passività (correnti)		(60)		(2.794)	
- altre passività (non correnti)	v. nota 26 "Altre passività non correnti"	(437)		(452)	
Totale Capitale di esercizio netto			**(128)**		**(591)**
Fondo per benefici ai dipendenti			**(308)**		**(288)**
Capitale investito netto			**28.626**		**39.211**
Patrimonio netto			**26.935**		**28.926**
Indebitamento finanziario netto					
- passività finanziarie a lungo termine		2.401		8.508	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		30		158	
- passività finanziarie a breve termine		320		9.009	
a dedurre:					
- disponibilità liquide ed equivalenti		(812)		(444)	
- titoli non strumentali all'attività operativa	v. nota 2 "Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita"	(235)			
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	v. nota 3 "Crediti commerciali e altri crediti"			(6.940)	
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	v. nota 12 "Altre attività finanziarie non correnti"	(13)		(6)	
Totale Indebitamento finanziario netto			**1.691**		**10.285**
Coperture			**28.626**		**39.211**

Rendiconto finanziario riclassificato

(milioni di euro) **Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale**	**31.12.2006**		**31.12.2007**	
	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Utile netto		**5.821**		**6.600**
a rettifica:				
- ammortamenti e altri componenti non monetari:		1.881		1.127
- ammortamenti	825		808	
- svalutazioni (rivalutazioni) nette	947		514	
- variazioni fondi per rischi e oneri	70		(169)	
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	39		(26)	
- plusvalenze nette su cessione di attività		(12)		(6)
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni:		(2.923)		(5.198)
- dividendi	(4.063)		(5.499)	
- interessi attivi	(138)		(601)	
- interessi passivi	98		469	
- differenze cambio	3		9	
- imposte sul reddito del periodo, correnti, differite e anticipate	1.163		425	
- altre variazioni	14			
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio		**4.767**		**2.524**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione:		(650)		1.421
- rimanenze	(609)		(113)	
- crediti commerciali e diversi	91		440	
- altre attività	(110)		(838)	
- debiti commerciali e diversi	293		(328)	
- altre passività	(315)		2.260	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		2.937		4.388
- dividendi incassati	4.063		5.498	
- interessi incassati	138		547	
- interessi pagati	(98)		(356)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(1.166)		(1.302)	
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		**7.054**		**8.332**
Investimenti tecnici:		(1.091)		(1.291)
- immobilizzazioni immateriali	(285)		(154)	
- immobilizzazioni materiali	(806)		(1.137)	
Investimenti in partecipazioni		(1.163)		(3.877)
Investimenti finanziari strumentali all'attività operativa:				(1.335)
- crediti finanziari strumentali			(1.323)	
- acquisto rami d'azienda al netto della cassa			(12)	
Dismissioni:		262		611
- immobilizzazioni immateriali	138			
- immobilizzazioni materiali	2		11	
- rami d'azienda			(4)	
- partecipazioni	122		604	
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		(144)		(73)
- investimenti finanziari: titoli				
- investimenti finanziari: crediti finanziari				
- variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(142)		(73)	
- ***riclassifica:*** *investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*				
- disinvestimenti finanziari: titoli				
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	1.011			
- variazione debiti e crediti all'attività di disinvestimento	(2)			
- ***riclassifica:*** *disinvestimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	(1.011)			
Free cash flow		**4.918**		**2.367**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:		1.011		(2.596)

Rendiconto finanziario riclassificato

(milioni di euro) **Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale**	**31.12.2006**		**31.12.2007**	
	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
- ***riclassifica:*** *investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*			(2.596)	
- ***riclassifica:*** *disinvestimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	1.011			
Variazione debiti finanziari a breve e lungo:		(113)		5.710
- assunzione debiti finanziari a lungo termine	62		4.784	
- rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(140)			
- incremento (decremento di debiti finanziari) a breve termine	(35)		926	
- crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa				
Flusso di cassa del capitale proprio:		(5.776)		(5.208)
- apporti (rimborsi) netti di capitale proprio da/a terzi				
- acquisizione di quote di imprese controllate, collegate e *joint venture*				
- dividendi distribuiti	(4.610)		(4.583)	
- acquisto netto di azioni proprie	(1.166)		(625)	
Effetto delle fusioni		23		(3)
Flusso di cassa netto di periodo		**63**		**270**

COMPENSI E ALTRE INFORMAZIONI

☐ Ammontare dei compensi corrisposti agli amministratori, ai sindaci, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicati nominativamente i compensi corrisposti nel 2007 dalla Società e dalle sue controllate ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.
Coerentemente alle disposizioni Consob:

- nella colonna "Emolumenti per la carica in Eni SpA" è indicata la parte fissa della remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato, il compenso fisso degli amministratori, il compenso degli amministratori per la partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio e il compenso del Presidente del Collegio Sindacale e dei sindaci effettivi;
- nella colonna "Benefici non monetari" sono indicati i *fringe benefit*, incluse le polizze assicurative;
- nella colonna "*Bonus* e altri incentivi" è indicata la parte variabile del compenso degli amministratori, della remunerazione del Presidente, della remunerazione e della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, della retribuzione dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche;
- nella colonna "Altri compensi" è indicata la parte fissa e altre competenze della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche, nonché le somme corrisposte a seguito di risoluzioni del rapporto di lavoro. Relativamente ai sindaci, sono indicati i compensi per cariche ricoperte in società controllate.

(migliaia di euro)

Nome e cognome	Carica ricoperta	Durata della carica	Scadenza della carica [a]	Emolumenti per la carica in Eni SpA	Benefici non monetari	Bonus e altri incentivi [b]	Altri compensi	Totale
Consiglio di Amministrazione								
Roberto Poli	Presidente	01.01 - 31.12	29.04.08	765	16	388		1.169
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	01.01 - 31.12	29.04.08	430	62	1.277	1.016	2.785
Alberto Clô	Consigliere	01.01 - 31.12	29.04.08	138		10		148
Renzo Costi	Consigliere	01.01 - 31.12	29.04.08	134		10		144
Dario Fruscio	Consigliere	01.01 - 31.12	30.01.08 [c]	126		10		136
Marco Pinto	Consigliere	01.01 - 31.12	29.04.08	133		10		143
Mario Resca	Consigliere	01.01 - 31.12	29.04.08	130		10		140
Marco Reboa	Consigliere	01.01 - 31.12	29.04.08	148		10		158
Pierluigi Scibetta	Consigliere	01.01 - 31.12	29.04.08	134		10		144
Collegio Sindacale								
Paolo Andrea Colombo	Presidente	01.01 - 31.12	29.04.08	115			88 [d]	203
Filippo Duodo	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	29.04.08	80			72 [e]	152
Edoardo Grisolia [f]	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	29.04.08	80				80
Riccardo Perotta	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	29.04.08	80			38 [g]	118
Giorgio Silva	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	29.04.08	80			45 [h]	125
Direttori generali								
Stefano Cao	Divisione E&P	01.01 - 31.12			1	551	935	1.487
Domenico Dispenza	Divisione G&P	01.01 - 31.12			1	457	654	1.112
Angelo Taraborrelli	Divisione R&M	01.01 - 02.08 [i]			1	386	340	727
Angelo Caridi	Divisione R&M	03.08 - 31.12 [l]			1		210	211
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [m]					10	2.570	3.529	6.109
				2.573	**92**	**5.699**	**6.927**	**15.291**

(a) La carica scade con l'Assemblea che approverà il bilancio al 31 dicembre 2007.
(b) Relativi alle *performance* realizzate nel 2006.
(c) Il 30 gennaio 2008, il Consigliere Dario Fruscio ha rassegnato le dimissioni dalla carica di Consigliere.
(d) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale della Saipem e di Presidente del Collegio Sindacale di EniServizi.
(e) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA e nella Polimeri Europa, di Presidente del Collegio Sindacale del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno e di Presidente del Collegio Sindacale del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due.
(f) L'emolumento per la carica è versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze.
(g) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale della Snam Rete Gas SpA fino al 26 aprile 2007 e di Sindaco effettivo della stessa Snam Rete Gas SpA successivamente.
(h) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA e di Presidente del Collegio Sindacale TSKJ Italia Srl.
(i) In carica fino al 2 agosto 2007.
(l) In carica dal 3 agosto 2007.
(m) Dirigenti che, nel corso dell'esercizio e insieme all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni, sono stati componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società (sette dirigenti).

☐ Incentivo monetario differito attribuito agli amministratori, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Il piano di incentivazione monetaria differita 2006-2008 prevede l'attribuzione annuale di un incentivo base che sarà erogato dopo tre anni, in percentuale compresa tra zero e 170, in funzione dei risultati conseguiti nel triennio di riferimento e approvati dal Consiglio di Amministrazione (v. paragrafo "Compensi" del capitolo "Corporate *governance*" della Relazione sulla gestione del bilancio consolidato). Nella tabella seguente sono indicati nominativamente gli incentivi base attribuiti nell'esercizio 2007 all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, quelli attribuiti agli altri dirigenti con responsabilità strategiche.

(migliaia di euro)

Nome e cognome		Incentivo base attribuito nel 2007
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	787
Stefano Cao	Direttore generale Divisione E&P	380
Domenico Dispenza	Direttore generale Divisione G&P	268
Angelo Taraborrelli	Direttore generale Divisione R&M [a]	236
Angelo Caridi	Direttore generale Divisione R&M [b]	140 [c]
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [d]		1.126

(a) In carica fino al 2 agosto 2007.
(b) In carica dal 3 agosto 2007.
(c) Impegno assunto da Saipem nei confronti di Angelo Caridi il 25 luglio 2007 in quanto Amministratore Delegato di Snamprogetti.
(d) Sette dirigenti.

☐ *Stock grant* e *stock option* attribuite agli amministratori, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nelle tabelle seguenti sono indicate nominativamente le *stock grant* e le *stock option* attribuite all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche, in applicazione dei piani di incentivazione azionaria (v. paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni"). Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2007 hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.

STOCK GRANT

Di seguito sono indicati gli impegni assunti da Eni, o da società controllate, ad assegnare a titolo gratuito azioni proprie trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno. L'indicazione del prezzo medio di esercizio per i diritti assegnati è omessa, trattandosi di azioni gratuite. Il prezzo medio indicato per i diritti esercitati è pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali del titolo Eni rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito da Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data di immissione delle azioni nel conto titoli dell'assegnatario. Nell'esercizio non sono stati assegnati diritti.

		Diritti detenuti all'inizio dell'esercizio		**Diritti esercitati nel corso dell'esercizio**		**Diritti decaduti nell'esercizio**	**Diritti detenuti alla fine dell'esercizio**	
Nome e cognome		Numero diritti	Scadenza media in mesi	Numero diritti	Prezzo medio di mercato all'esercizio	Numero diritti	Numero diritti	Scadenza media in mesi
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	-	-	-	-		-	-
Stefano Cao	Direttore Generale Div. E&P	29.000	15	13.000	24,447		16.000	8
Domenico Dispenza	Direttore Generale Div. G&P	5.800	8	5.800	24,447		-	-
		53.900 [a]	13	15.300	4,554	10.200	28.400	7
Angelo Taraborrelli [b]	Direttore Generale Div. R&M	21.800	17	5.800	24,447		16.000	8
Angelo Caridi [c]	Direttore Generale Div. R&M	12.700	15	5.800	24,447		6.900	8
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [d]		50.900	15	22.400	24,447		28.500	8

(a) Azioni Snam Rete Gas. L'impegno è stato assunto da Snam Rete Gas nei confronti di Domenico Dispenza, Presidente della Società fino al 23 dicembre 2005.
(b) In carica fino al 2 agosto 2007.
(c) In carica dal 3 agosto 2007.
(d) Tre dirigenti.

STOCK OPTION

Di seguito sono indicati i diritti di acquisto (opzioni) su azioni Eni o di società controllate, esercitabili trascorsi tre anni dalla data di assegnazione. Nell'esercizio non sono scadute opzioni.

		Amministratore Delegato	Direttore Generale Divisione E&P	Direttore Generale Divisione G&P		Direttore Generale Divisione R&M	Direttore Generale Divisione R&M		Altri dirigenti con responsabilità strategiche [a]
Nome e cognome		Paolo Scaroni [b]	Stefano Cao	Domenico Dispenza		Angelo Taraborelli [c]	Angelo Caridi [d]		
Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio:									
- numero opzioni		1.380.000	314.500	137.000	269.500 [e]	238.000	54.500	73.500 [f]	926.500
- prezzo medio di esercizio	(euro)	22,801	21,641	22,244	3,988	20,624	19,896	17,519	21,709
- scadenza media in mesi		73	70	65	73	68	74	67	69
Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio:									
- numero opzioni		573.000	155.500	110.000	-	96.500	-	48.500 [f]	472.500
- prezzo di esercizio	(euro)	27,451	27,451	27,451	-	27,451	-	26,521	27,451
- scadenza media in mesi		72	72	72	-	72	-	72	72
Opzioni esercitate nel corso dell'esercizio:									
- numero opzioni		-	63.500	14.500	-	73.000	24.000	-	46.000
- prezzo medio di esercizio	(euro)	-	16,576	15,013	-	15,431	16,576	-	13,743
- prezzo medio di mercato all'esercizio	(euro)	-	27,529	24,721	-	25,774	25,306	-	24,756
Opzioni detenute alla fine dell'esercizio:									
- numero opzioni		1.953.000	406.500	232.500	269.500 [e]	261.500	30.500	122.000 [f]	1.353.000
- prezzo medio di esercizio	(euro)	24,165	24,655	25,159	3,988	24,593	22,509	21,098	23,985
- scadenza media in mesi		63	62	60	61	62	67	60	61

(a) Sette dirigenti.
(b) L'assegnazione dell'Amministratore Delegato è stata integrata con l'attribuzione di un incentivo monetario da erogare dopo tre anni in connessione all'apprezzamento del titolo Eni, di valore corrispondente nel 2006 all'assegnazione di 96.000 opzioni con prezzo di esercizio di 23,100 euro, nel 2007 all'assegnazione di 80.500 opzioni con prezzo di esercizio di 27,451 euro.
(c) In carica fino al 2 agosto 2007.
(d) In carica dal 3 agosto 2007.
(e) Opzioni su azioni Snam Rete Gas. L'assegnazione è stata effettuata da Snam Rete Gas nei confronti di Domenico Dispenza, Presidente della Società fino al 23 dicembre 2005.
(f) Opzioni su azioni Saipem. L'assegnazione è stata effettuata dalla Saipem nei confronti di Angelo Caridi, Amministratore Delegato della Snamprogetti fino al 2 agosto 2007.

☐ Indennità di fine rapporto degli amministratori

Alla risoluzione del rapporto di lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato quale Direttore Generale è prevista un'indennità calcolata con riferimento alla remunerazione fissa e al 50% di quella variabile quale amministratore con l'aliquota degli oneri sociali sul reddito da lavoro dipendente e con le stesse modalità di calcolo del trattamento di fine rapporto: a questo riguardo viene effettuato un accantonamento annuale di 204.737,93 euro. Nel caso in cui il contratto di lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato fosse risolto alla scadenza del mandato o prima di tale scadenza, a integrazione del trattamento di fine rapporto è prevista un'indennità di 7 milioni di euro con esonero reciproco da ogni obbligazione attinente il preavviso. Quest'ultima indennità non è dovuta se la risoluzione del rapporto di lavoro avviene per giusta causa, a seguito di decesso e nel caso di dimissioni non determinate da una riduzione delle deleghe allo stesso attualmente attribuite.

Partecipazioni detenute dagli amministratori, dai sindaci, dai direttori generali e dai dirigenti con responsabilità strategiche in Eni SpA e nelle società controllate

Ai sensi dell'art. 79 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicate le partecipazioni in Eni SpA e nelle società controllate che risultano detenute dai componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, dai direttori generali, e dagli altri dirigenti con responsabilità strategiche, nonché dai rispettivi coniugi non legalmente separati e figli minori, direttamente o per il tramite di imprese controllate, società fiduciarie o per interposta persona, risultanti dal libro dei soci, dalle comunicazioni ricevute e da altre informazioni acquisite dagli stessi soggetti.
Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2007 hanno ricoperto le suddette cariche anche per una frazione di anno.
Il numero delle azioni è indicato, per società partecipata (le azioni sono tutte "ordinarie"), per i componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale e direttori generali, nominativamente e, a livello aggregato, per gli altri dirigenti con responsabilità strategiche. Le persone indicate possiedono le partecipazioni a titolo di proprietà.

Nome e cognome	Società partecipata	Numero azioni possedute al 31.12.2006	Numero azioni acquistate	Numero azioni vendute	Numero azioni possedute al 31.12.2007
Consiglio di Amministrazione					
Paolo Scaroni	Eni SpA	2.299	30.000		32.299
Renzo Costi	Eni SpA	1.116	471	270	1.317
	Saipem SpA		127		127
	Snam Rete Gas SpA		553		553
Dario Fruscio[a]	Eni SpA	3.000	3.000	6.000	
	Saipem SpA		3.000		3.000
	Snam Rete Gas SpA		10.000		10.000
Collegio sindacale					
Paolo Andrea Colombo	Eni SpA	1.650			1.650
	Snam Rete Gas SpA	2.200			2.200
Filippo Duodo	Eni SpA	2.000			2.000
Edoardo Grisolia	Eni SpA	200			200
Direttori generali					
Stefano Cao	Eni SpA	83.660	76.500 [b]	38.235	121.925
	Snam Rete Gas SpA	1.100			1.100
Domenico Dispenza	Eni SpA	79.415	20.300 [c]		99.715
	Snam Rete Gas SpA	1.100	15.300 [d]		16.400
Angelo Taraborrelli	Eni SpA	22.300	78.800 [e]	43.642	57.458
	Snam Rete Gas SpA	2.200			2.200
Angelo Caridi	Eni SpA	17.615	29.800 [f]	15.720	31.695
	Snam Rete Gas SpA	42.269			42.269
Altri dirigenti con responsabilità strategiche[g]	Eni SpA	93.830	68.531 [h]	47.528	114.833
	Snam Rete Gas SpA	2.200			2.200

(a) Il 30 gennaio 2008 il Consigliere Dario Fruscio ha rassegnato le dimissioni dalla carica di Consigliere.
(b) Includono l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant* (13.000) e sulle *stock option* (63.500).
(c) Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant* (5.800) e sulle *stock option* (14.500).
(d) Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant*.
(e) Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant* (5.800) e sulle *stock option* (73.000).
(f) Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant* (5.800) e sulle *stock option* (24.000).
(g) Cinque dirigenti.
(h) Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle *stock grant* (22.400) e sulle *stock option* (46.000).

☐ Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti che consolidi nel tempo il loro apporto professionale alla realizzazione delle strategie di *business* e che determini la loro partecipazione al rischio di impresa e alla crescita del valore per l'azionista, nella struttura retributiva dei dirigenti sono stati introdotti piani di incentivazione di lungo termine in forma azionaria.
Ai piani di incentivazione azionaria partecipano i dirigenti[1] di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del Codice Civile[2].

Di seguito sono descritti i piani di *stock grant* e di *stock option* in essere.

Stock grant
Il 30 maggio 2003 l'Assemblea ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 6,5 milioni di azioni proprie (pari allo 0,162% del capitale sociale) da attribuire nel triennio 2003-2005 ai dirigenti, previa verifica del conseguimento degli obiettivi aziendali e individuali prefissati nell'anno precedente, e ha conferito al Consiglio di Amministrazione il potere di redigere i piani di assegnazione annuali.
Il Piano di *stock grant* 2003-2005 prevede l'impegno ad assegnare a titolo gratuito azioni proprie entro il 45° giorno successivo al compimento del terzo anno dalla data di assunzione dell'impegno o entro il 45° giorno successivo alla data di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro; (ii) perdita del controllo da parte di Eni SpA nella società presso la quale l'assegnatario è in servizio; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda o del ramo d'azienda presso la quale/il quale l'assegnatario è in servizio; (iv) decesso dell'assegnatario. L'impegno di Eni SpA, intrasferibile inter vivos da parte dell'assegnatario, è fermo e irrevocabile e scade in caso di recesso unilaterale dal rapporto di lavoro da parte dell'assegnatario entro il termine di tre anni dalla data di assunzione dell'impegno.
Il trattamento fiscale per i soggetti fiscalmente residenti in Italia è il seguente: al momento dell'immissione delle azioni nel conto titoli intrattenuto dall'assegnatario presso un intermediario finanziario, il valore delle azioni concorre alla formazione del reddito di lavoro dipendente imponibile ai fini fiscali e contributivi; il valore imponibile è determinato sulla base della media aritmetica dei prezzi ufficiali del titolo Eni rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data dell'immissione delle azioni. La plusvalenza realizzata con la successiva vendita delle azioni è soggetta all'imposta sostitutiva del 12,50%. Per i soggetti fiscalmente non residenti in Italia si applica il regime fiscale previsto dallo Stato estero di residenza.
Il Consiglio di Amministrazione, in esercizio della delega conferitagli dall'Assemblea, ha deliberato negli anni 2003, 2004 e 2005 le attribuzioni delle *stock grant* e i relativi Regolamenti.
La sintesi degli impegni assunti nel periodo 2003-2005 è la seguente:

	Numero dirigenti	Numero azioni
anno 2003	816	1.206.000
anno 2004	779	1.035.600
anno 2005	872	1.303.400
		3.545.000

(1) Dipendenti con rapporto di lavoro regolato da contratti collettivi nazionali di lavoro dei dirigenti o da equivalente normativa relativamente ai dipendenti di società non residenti in Italia.
(2) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno propri piani di incentivazione) e le loro controllate.

Al 31 dicembre 2007, in attuazione del piano suddetto, sono state complessivamente assegnate n. 2.605.300 azioni, sono decaduti n. 36.900 impegni e risultano ancora in essere n. 902.800 impegni.
L'evoluzione nel 2006 e nel 2007 dei piani di *stock grant* è la seguente (trattandosi di azioni gratuite il prezzo di esercizio è nullo):

	2006		2007	
(euro)	Numero di azioni	Prezzo di mercato [a]	Numero di azioni	Prezzo di mercato [a]
Diritti esistenti al 1° gennaio	**3.127.200**	**23,460**	**1.873.600**	**25,520**
Nuovi diritti assegnati	-	-	-	-
Diritti esercitati nel periodo	(1.236.400)	23,933	(966.000)	24,652
Diritti decaduti nel periodo	(17.200)	23,338	(4.800)	26,972
Diritti esistenti al 31 dicembre	**1.873.600**	**25,520**	**902.800**	**25,120**
di cui esercitabili al 31 dicembre	**156.700**	**25,520**	**68.100**	**25,120**

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data della delibera di assegnazione del Consiglio di Amministrazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario per l'emissione/trasferimento delle azioni; (iii) la data di recesso unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Stock option

I piani di *stock option* in essere prevedono l'assegnazione a titolo gratuito di diritti di acquisto su azioni Eni ai dirigenti che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati o che sono di interesse strategico.
I diritti di opzione danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, in un rapporto di 1:1, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione o (dal 2003), se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione.

Il regime fiscale delle opzioni, per i soggetti residenti in Italia, prevede che la differenza tra il valore di mercato delle azioni al momento dell'esercizio e il relativo prezzo di esercizio non concorre alla formazione del reddito complessivo imponibile soggetto ad aliquota progressiva se l'opzione è esercitabile dopo tre anni dall'offerta, la società emittente è quotata nei mercati regolamentati e l'assegnatario mantiene un investimento nelle relative azioni non inferiore a tale differenza, senza costituirlo in garanzia, nei cinque anni successivi all'esercizio delle opzioni. La plusvalenza realizzata con la successiva vendita delle azioni, qualora non abbia concorso alla formazione del reddito complessivo è soggetta ad imposta sostitutiva con aliquota del 12,50%. Per i soggetti non residenti in Italia si applica il regime fiscale previsto dallo stato estero di residenza.

PIANI 2002-2004 E 2005

Il 30 maggio 2002 l'Assemblea ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 15 milioni di azioni proprie (pari allo 0,375% del capitale sociale) al servizio del Piano di *stock option* 2002-2004. Il 27 maggio 2005 l'Assemblea ha successivamente autorizzato a disporre fino a un massimo di 5.443.400 azioni proprie (pari allo 0,136% del capitale sociale) al servizio del Piano di *stock option* 2005 (di cui n. 2.785.000 azioni proprie non utilizzate nell'ambito delle assegnazioni annuali del Piano di *stock option* 2002-2004 e n. 2.658.400 azioni proprie disponibili dal Piano di *stock grant* 2003-2005).
Il Consiglio di Amministrazione, in esercizio della delega conferitagli dall'Assemblea, ha annualmente deliberato: (i) l'assegnazione annuale delle *stock option*; (ii) il relativo Regolamento; (iii) i criteri per l'individuazione degli assegnatari. Il Consiglio, inoltre, ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre di ogni anno gli assegnatari sulla base dei criteri approvati.
Le opzioni possono essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (*vesting period*) e per un periodo massimo di cinque anni; decorsi otto anni dalla data di assegnazione, le opzioni non esercitate decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario.
Nei casi di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro; (ii) perdita del controllo da parte di Eni SpA nella società presso la quale l'assegnatario è in servizio; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda o del ramo d'azienda presso la quale/il quale l'assegnatario è in servizio; (iv) decesso dell'assegnatario, l'assegnatario, o i suoi eredi, conservano il diritto di esercitare le opzioni entro sei mesi dal verificarsi dell'evento. In caso di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro nel corso del *vesting period*, le opzioni decadono.

La sintesi delle assegnazioni effettuate nel periodo 2002-2005 è la seguente:

	Numero dirigenti	Prezzo di esercizio (euro)	Numero di opzioni
anno 2002	314	15,216 [a]	3.518.500
anno 2003	376	13,743 [b]	4.703.000
anno 2004	381	16,576 [a]	3.993.500
anno 2005	388	22,512 [c]	4.818.500
			17.033.500

(a) Media aritmetica dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.
(b) Costo medio delle azioni proprie in portafoglio il giorno precedente la data di assegnazione (superiore alla media di cui alla nota a).
(c) Media ponderata delle medie aritmetiche dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.

Al 31 dicembre 2007, in attuazione dei piani suddetti, risultano complessivamente esercitate n. 11.378.100 opzioni, decadute n. 330.500 opzioni e in essere n. 5.324.900 opzioni.

PIANO 2006-2008

Il 25 maggio 2006 l'Assemblea ha approvato il Piano di *stock option* 2006-2008 e ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 30 milioni di azioni proprie (pari allo 0,749% del capitale sociale) al servizio del Piano.

Il Piano prevede tre assegnazioni annuali di *stock option*, rispettivamente nel 2006, 2007 e 2008. A differenza dei precedenti, il Piano di *stock option* 2006-2008 ha introdotto una condizione di *performance* ai fini dell'esercizio delle opzioni. Al termine di ciascun triennio di *vesting* dall'assegnazione, il Consiglio di Amministrazione determinerà il numero di opzioni esercitabili, in percentuale compresa tra zero e 100, in funzione del posizionamento del *Total Shareholders' Return (TSR)* del titolo Eni rispetto a quello delle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione.

Nel 2006 e nel 2007 il Consiglio di Amministrazione in esercizio della delega conferitagli dall'Assemblea ha approvato: (i) le assegnazioni annuali delle *stock option*; (ii) i relativi regolamenti; (iii) i criteri per l'individuazione degli assegnatari. Il Consiglio inoltre ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre di ogni anno gli assegnatari sulla base di criteri approvati.

Le opzioni potranno essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (*vesting period*) e per un periodo massimo di tre anni; decorsi sei anni dalla data di assegnazione, le opzioni non esercitate decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario. Nei casi di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro dell'assegnatario; (ii) perdita del controllo da parte di Eni SpA nella società di cui l'assegnatario è dipendente; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda (o del ramo d'azienda) di cui l'assegnatario è dipendente; (iv) decesso dell'assegnatario, lo stesso o gli eredi conservano per nove mesi il diritto di esercitare le opzioni in misura proporzionale al periodo trascorso tra l'assegnazione e il verificarsi dei suddetti eventi. Nei casi di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro, se l'evento accade nel corso del *vesting period*, le opzioni decadono; se l'evento accade dopo il *vesting period*, le opzioni sono esercitabili entro tre mesi.

La sintesi delle assegnazioni effettuate nel periodo 2006-2007 è la seguente:

	Numero dirigenti	Prezzo di esercizio (euro)	Numero di opzioni
anno 2006	338	23,119 [a]	7.050.000
anno 2007	333	27,451 [b]	6.128.500
			13.178.500

(a) Media ponderata delle medie aritmetiche dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.
(b) Media aritmetica dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.

L'evoluzione nel 2006 e 2007 dei piani di *stock option* è la seguente:

	2006			2007		
(euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato [a]	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato [a]
Diritti esistenti al 1° gennaio	**13.379.600**	**17,705**	**23,46**	**15.290.400**	**21,022**	**25,520**
Nuovi diritti assegnati	7.050.000	23,119	23,119	6.128.500	27,451	27,447
Diritti esercitati nel periodo	(4.943.200)	15,111	23,511	(3.028.200)	16,906	25,338
Diritti decaduti nel periodo	(196.000)	19,119	23,797	(691.075)	24,346	24,790
Diritti esistenti al 31 dicembre	**15.290.400**	**21,022**	**25,520**	**17.699.625**	**23,822**	**25,120**
di cui esercitabili al 31 dicembre	**1.622.900**	**16,190**	**25,520**	**2.292.125**	**18,440**	**25,120**

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

■ Azioni proprie e di società controllanti

Il 24 maggio 2007 l'Assemblea degli azionisti di Eni, al fine di accrescere il valore per l'azionista, ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile, a proseguire, per un periodo di 18 mesi dalla data di deliberazione assembleare, nel programma di acquisto di azioni proprie fino a raggiungere il massimo di 400 milioni di azioni del valore nominale di un euro e fino all'ammontare complessivo massimo di 7,4 miliardi di euro, comprensivi delle azioni in portafoglio alla data dell'Assemblea (335 milioni di azioni). Gli acquisti sono effettuati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA per prezzo non inferiore al loro valore nominale e non superiore del 5% rispetto al prezzo di riferimento registrato nel giorno di borsa precedente ogni singolo acquisto.
In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428 del Codice Civile, le azioni proprie in portafoglio alla data del 31 dicembre 2007 sono analizzate nella tabella seguente:

Periodo	Numero azioni	Costo medio (euro)	Costo complessivo (milioni di euro)	Capitale sociale (%)
Acquisti:				
anno 2000 (dal 1° settembre)	44.381.500	12,924	574	1,11
anno 2001	109.999.326	13,584	1.494	2,75
anno 2002	52.256.742	14,743	771	1,30
anno 2003	23.944.898	13,761	329	0,60
anno 2004	4.230.235	16,597	70	0,10
anno 2005	47.064.587	21,966	1.034	1,18
anno 2006	53.125.491	23,354	1.241	1,33
anno 2007	27.559.339	24,694 [a]	680	0,69
	362.562.118	**17,081**	**6.193**	**9,05**
a dedurre azioni proprie assegnate/vendute:				
- assegnate a ex azionisti Snam SpA	(13)			
- assegnate a titolo gratuito in applicazione dei piani di *stock grant* 2003, 2004 e 2005	(2.605.300)			
- vendute in applicazione dei piani di *stock option* 2002, 2003, 2004, 2005 e 2006	(11.431.800)			
Azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2007 [b]	**348.525.005**			

(a) Nel 2007 la quotazione media dei prezzi ufficiali ponderata con i volumi è stata di 25,354 euro.
(b) Per un valore di libro di 5.999 milioni di euro.

Dalla data di inizio del programma alla data dell'assemblea, erano state acquistate 346.186.510 azioni proprie, pari all'8,643% del capitale sociale, per il corrispettivo di circa 5,8 miliardi di euro (in media 16,701 euro per azione) pari al 78,13% dell'ammontare massimo di 7,4 miliardi di euro.

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428 del Codice Civile, si rappresenta che la Società è controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

☐ Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni SpA con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le proprie imprese controllate e collegate. Questi rapporti rientrano nella ordinaria gestione dell'impresa e sono regolati a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse della Società. Gli amministratori, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategiche dichiarano semestralmente l'eventuale esecuzione di operazioni effettuate con Eni SpA e con le imprese controllate dalla stessa, anche per interposta persona o da soggetti a essi riconducibili, secondo le disposizioni dello *IAS 24*.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate, la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti e l'incidenza delle stesse sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari sono evidenziati alla nota n. 37 delle Note al bilancio di esercizio.

☐ Andamento della gestione delle società controllate

Per le informazioni sull'andamento della gestione nei settori in cui la società opera in tutto o in parte attraverso imprese controllate si rinvia al contenuto dei paragrafi "Andamento operativo" e "Commento ai risultati economico finanziari" del bilancio consolidato.

☐ Gestione dei rischi d'impresa

Le informazioni relative alla gestione dei rischi d'impresa sono illustrate nelle Note al bilancio di esercizio.

☐ Dichiarazione ai sensi del Decreto Legislativo del 30 giugno 2003, n. 196

Eni SpA, in qualità di titolare del trattamento dei dati personali, dichiara che è stato aggiornato il documento programmatico sulla sicurezza di Eni SpA ai sensi del D.Lgs. 30 giugno 2003, n.196.

☐ Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni 1.

☐ Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nella Relazione sulla gestione al bilancio consolidato – Andamento operativo.

■ Evoluzione prevedibile della gestione

Divisione Exploration & Production

Nel 2008 sono previsti investimenti tecnici di circa 563 milioni di euro.

L'attività esplorativa sarà concentrata prevalentemente sui temi a gas nelle aree padano-appenniniche e nell'*offshore* siciliano e sui temi a olio nell'area appenninica.

L'attività di sviluppo sarà volta all'ottimizzazione del recupero del potenziale minerario residuo di aree in produzione, in particolare interventi di *sidetrack/infilling* dei giacimenti situati nell'*offshore* adriatico, alla valorizzazione di nuove riserve e alla prosecuzione della realizzazione del progetto di sviluppo della Val d'Agri. Gli sviluppi con tema a olio riguarderanno il progetto Miglianico con avvio della produzione atteso nel 2009. Per i temi a gas, è prevista l'ultimazione dello sviluppo dei giacimenti Monte Guzzo con avvio della produzione atteso nel 2008 e l'inizio del progetto Annamaria e Capparuccia con avvio della produzione atteso nel 2009.

La produzione di idrocarburi nel 2008 è attesa in flessione di circa il 3% a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi di gas, di ritardi autorizzativi sulle programmate attività di contrasto del declino produttivo (allacciamento pozzi/*sidetrack/infilling*).

Divisione Gas & Power

L'impegno per la crescita sul mercato europeo del gas è articolato su più azioni: (i) crescita della posizione sui mercati attrattivi come la Penisola Iberica, la Germania e la Francia, facendo leva sull'ampia disponibilità di gas sia di produzione sia approvvigionato sulla base di contratti di lungo termine, nonché sulla flessibilità operativa assicurata da un'estesa e ramificata rete di gasdotti e dalla disponibilità di capacità di stoccaggio; (ii) sviluppo delle attività di vendita di GNL collegate alla valorizzazione del gas *equity*; per cogliere i risultati attesi nel mercato italiano, proseguirà l'impegno nell'attuazione di una strategia commerciale focalizzata sul cliente. A tale scopo, le politiche commerciali sono finalizzate a migliorare la qualità dell'offerta in termini di incremento delle opzioni a disposizione del cliente, facendo leva in particolare sullo sviluppo dell'offerta integrata gas-elettrico. Inoltre, il pieno ed efficace utilizzo delle piattaforme informatiche di supporto alla forza vendita e dei diversi strumenti di colloquio interattivo con i clienti consentirà di rafforzare il rapporto con il mercato, di migliorare il grado di conoscenza e di far meglio apprezzare i servizi innovativi di tipo energetico e informatico. Al fine di ottenere un vantaggio competitivo nel mercato finale, la Divisione perseguirà l'ottimizzazione delle attività commerciali e il continuo incremento dell'efficienza.

Nel 2008 le vendite di gas in Europa (inclusi i volumi venduti a società controllate per autoconsumo) sono previste in aumento rispetto ai risultati 2007 (67,93 miliardi di metri cubi nel 2007), con un diverso andamento tra vendite in Italia e all'estero. Infatti all'estero è previsto un incremento per effetto dello sviluppo dell'azione commerciale in particolare nei mercati *target*, mentre in Italia è prevista una riduzione per l'aumento di disponibilità di altri operatori a partire dall'ultima parte dell'anno per lo sviluppo delle nuove infrastrutture di importazione (via gasdotto e terminale di rigassificazione di GNL).

Le vendite di energia elettrica sono previste in aumento rispetto al 2007 (31,03 TWh nel 2006) per effetto dello sviluppo dell'attività di commercializzazione e delle maggiori disponibilità di energia elettrica.

Divisione Refining & Marketing

Nel 2008 sono previsti investimenti tecnici di circa 0,9 miliardi di euro riguardanti essenzialmente: (i) l'attività di raffinazione e logistica, in particolare i progetti di realizzazione di nuove unità di conversione presso le raffinerie di Sannazzaro e di Taranto; (ii) il potenziamento e la ristrutturazione della rete di distribuzione di carburanti, in particolare interventi su stazioni di servizio autostradali e sui serbatoi; (iii) il rispetto degli obblighi di legge in materia di salute, sicurezza e ambiente.

Le lavorazioni in conto proprio sono previste in lieve flessione rispetto al 2007 (32,45 milioni di tonnellate nel 2007).

Le vendite di prodotti petroliferi sulla rete sono previste stabili rispetto al 2007 (8,62 milioni di tonnellate nel 2007) in relazione alle azioni commerciali programmate nonostante il calo dei consumi nazionali.

PAGINA BIANCA



BILANCIO DI ESERCIZIO 2007

PAGINA BIANCA

Stato patrimoniale

(euro)	Note	31.12.2006 Totale	31.12.2006 di cui verso parti correlate	31.12.2007 Totale	31.12.2007 di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1)	812.171.251		444.365.081	
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	(2)	234.834.216		202.577	
Crediti commerciali e altri crediti:	(3)	8.219.653.745	*2.061.457.206*	15.335.876.885	8.905.092.871
- crediti finanziari		*1.309.643*		*7.285.116.416*	
- crediti commerciali e altri crediti		*8.218.344.102*		*8.050.760.469*	
Rimanenze	(4)	1.896.110.428		1.779.414.930	
Attività per imposte sul reddito correnti	(5)	3.809.758		563.782.930	
Attività per altre imposte correnti	(6)	150.774.136		393.496.571	
Altre attività	(7)	84.554.890		1.355.340.265	928.153.609
		11.401.908.424		**19.872.479.239**	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(8)	5.506.715.418		5.748.070.184	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(9)	1.701.370.586		2.032.496.138	
Attività immateriali	(10)	947.865.358		1.018.789.254	
Partecipazioni	(11)	21.085.759.709		23.539.992.308	
Altre attività finanziarie	(12)	40.668.581		7.645.568.768	7.616.521.794
Attività per imposte anticipate	(13)			322.099.697	
Altre attività	(14)	855.375.484		867.827.268	
		30.137.755.136		**41.174.843.617**	
Attività destinate alla vendita	(15)			4.961.281	
TOTALE ATTIVITÀ		**41.539.663.560**		**61.052.284.137**	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(16)	319.682.699	*309.912.516*	9.008.552.596	5.311.411.153
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(17)	30.127.028	*27.899.300*	158.419.899	
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	6.864.618.140	*2.650.283.122*	6.751.505.570	3.253.257.186
Passività per imposte sul reddito correnti	(19)	65.807.932		103.084.819	
Passività per altre imposte correnti	(20)	787.543.276		973.407.890	
Altre passività	(21)	59.586.947	*37.540.378*	2.794.317.431	428.091.449
		8.127.366.022		**19.789.288.205**	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(22)	2.401.374.150	*329.762.224*	8.507.778.394	
Fondi per rischi e oneri	(23)	3.220.021.529		2.854.889.386	
Fondi per benefici ai dipendenti	(24)	308.091.380		288.362.011	
Passività per imposte differite	(25)	109.621.837		18.906.539	
Altre passività	(26)	437.473.908	*246.425.819*	666.676.372	227.826.733
		6.476.582.804		**12.336.612.702**	
TOTALE PASSIVITÀ		**14.603.948.826**		**32.125.900.907**	
PATRIMONIO NETTO	(27)				
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve		23.733.821.390		25.559.988.033	
Utile (Perdita) dell'esercizio		5.821.357.775		6.599.897.011	
Acconto sul dividendo		(2.209.644.330)		(2.198.599.025)	
Azioni proprie		(5.374.281.100)		(5.999.363.788)	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**26.935.714.734**		**28.926.383.230**	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**41.539.663.560**		**61.052.284.137**	

Conto economico

(euro)	Note	2006 Totale	2006 *di cui verso parti correlate*	2007 Totale	2007 *di cui verso parti correlate*
Ricavi	(29)				
Ricavi della gestione caratteristica		52.987.253.312	*11.989.524.528*	47.810.192.123	11.041.867.394
Altri ricavi e proventi		185.783.099		168.280.284	
Totale ricavi		53.173.036.411		47.978.472.407	
Costi operativi	(30)				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(48.247.401.632)	*(19.229.418.990)*	(42.706.746.895)	(19.370.747.669)
- di cui non ricorrenti		*(164.675.411)*		*(11.000.000)*	
Costo lavoro		(932.342.562)		(949.609.571)	
- di cui non ricorrenti				*31.719.335*	
Ammortamenti e svalutazioni		(828.854.512)		(863.105.549)	
Utile operativo		**3.164.437.705**		**3.459.010.392**	
Proventi (oneri) finanziari	(31)				
Proventi finanziari		908.517.548	*233.399.981*	4.858.923.275	2.149.680.104
Oneri finanziari		(872.947.601)	*(120.961.607)*	(6.245.663.191)	(1.031.941.130)
		35.569.947		**(1.386.739.916)**	
Proventi (oneri) su partecipazioni	(32)	**3.784.649.633**	**601.413.155**	**4.952.566.058**	
Utile prima delle imposte		**6.984.657.285**		**7.024.836.534**	
Imposte sul reddito	(33)	(1.163.299.510)		(424.939.523)	
Utile dell'esercizio		**5.821.357.775**		**6.599.897.011**	
Utile per azione semplice	(36)	1,57		1,80	

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(milioni di euro)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Applicazione *IFRS*	Acconto dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2005	**4.005**	**10.018**	**959**	**(4.218)**	**5.347**	**92**	**5.635**	**1.432**	**(1.686)**	**5.288**	**26.872**
Applicazione D.Lgs. n. 38/2005						**1.173**	**259**	**(1.432)**			
Utile dell'esercizio										**5.821**	**5.821**
Operazioni con gli azionisti											
Acconto sul dividendo 2006 (0,65 euro per azione)									(2.210)		(2.210)
Attribuzione del dividendo residuo 2005 (0,65 euro per azione)									1.686	(4.086)	(2.400)
Destinazione dell'utile residuo 2005							1.202			(1.202)	
Autorizzazione all'acquisto di azioni proprie					2.000		(2.000)				
Acquisto azioni proprie				(1.241)							(1.241)
Azioni proprie cedute/assegnate a fronte dei piani di incentivazione dei dirigenti		54		85	(85)		21				75
Differenza tra valore di carico delle azioni proprie cedute e il prezzo di esercizio delle *stock option* esercitate da parte dei dirigenti							7				7
		54		**(1.156)**	**1.915**		**(770)**		**(524)**	**(5.288)**	**(5.769)**
Altri movimenti di patrimonio netto											
Liberazione riserve non distribuibili						(63)	63				
Rigiro rettifiche *IFRS* di prima applicazione ex D.Lgs. n. 38							(1.172)	1.172			
Disavanzo di fusione Enitecnologie SpA							(2)				(2)
Effetto valutazione al *fair value* dei titoli disponibili per la vendita						(1)					(1)
Costo di competenza *stock option* e *stock grant* assegnate							14				14
Saldi al 31 dicembre 2006	**4.005**	**10.072**	**959**	**(5.374)**	**7.262**	**29**	**6.371**		**(2.210)**	**5.821**	**26.935**
Utile dell'esercizio										**6.600**	**6.600**
Operazioni con gli azionisti											
Acconto sul dividendo 2007 (0,60 euro per azione)									(2.199)		(2.199)
Attribuzione del dividendo residuo 2006 (0,65 euro per azione)									2.210	(4.594)	(2.384)
Destinazione dell'utile residuo 2006							1.227			(1.227)	
Acquisto azioni proprie				(680)							(680)
Azioni proprie cedute/assegnate a fronte dei piani di incentivazione dei dirigenti		35		55	(55)		11				46
Differenza tra valore di carico delle azioni proprie cedute e il prezzo di esercizio delle stock option esercitate da parte dei dirigenti							9				9
		35		**(625)**	**(55)**		**1.247**		**11**	**(5.821)**	**(5.208)**
Altri movimenti di patrimonio netto											
Liberazione riserve non distribuibili						(2)	2				
Avanzo di fusione Eni Portugal Investment SpA							444				444
Avanzo di fusione Enifin SpA		1					143				144
Avanzo di fusione Siciliana Gas Clienti SpA							15				15
Disavanzo di fusione Napoletana Gas Clienti SpA							(22)				(22)
Costo di competenza stock option e stock grant assegnate							18				18
Saldi al 31 dicembre 2007	**4.005**	**10.108**	**959**	**(5.999)**	**7.207**	**27**	**8.218**		**(2.199)**	**6.600**	**28.926**

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Esercizio 2006	Esercizio 2007
Utile dell'esercizio	5.821	6.600
Ammortamenti	825	808
Svalutazioni (rivalutazioni) nette	947	514
Variazioni fondi per rischi e oneri	70	(169)
Variazione fondo benefici ai dipendenti	39	(26)
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(12)	(6)
Dividendi	(4.063)	(5.499)
Interessi attivi	(138)	(601)
Interessi passivi	98	469
Differenze cambio non realizzate	3	9
Imposte sul reddito del periodo, correnti, differite e anticipate	1.163	425
Altre variazioni	14	
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	*4.767*	*2.524*
Variazioni:		
- rimanenze	(609)	(113)
- crediti commerciali e altri	91	440
- altre attività	(110)	(838)
- debiti commerciali e altri	293	(328)
- altre passività	(315)	2.260
Flusso di cassa del risultato operativo	**4.117**	**3.945**
Dividendi incassati	4.063	5.498
Interessi incassati	138	547
Interessi pagati	(98)	(356)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(1.166)	(1.302)
Flusso di cassa netto da attività d'esercizio	**7.054**	**8.332**
di cui flusso di cassa netto da attività d'esercizio verso parti correlate	*(3.286)*	*(3.030)*
Investimenti:		
- immobilizzazioni immateriali	(285)	(154)
- immobilizzazioni materiali	(806)	(1.137)
- partecipazioni	(1.163)	(3.877)
- titoli		
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa		(1.323)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(142)	(73)
- acquisto rami di azienda al netto della cassa		(12)
Flusso di cassa degli investimenti	*(2.396)*	*(6.576)*
Disinvestimenti:		
- immobilizzazioni materiali	138	11
- immobilizzazioni immateriali	2	
- partecipazioni	122	604
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.011	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(2)	
- cessione rami d'azienda		(4)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	*1.271*	*611*
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(1.125)**	**(5.965)**
di cui flusso di cassa netto da attività di nvestimento verso parti correlate	*(343)*	*5.287*

(milioni di euro)	Esercizio 2006	Esercizio 2007
Assunzione di debiti finanziari a lungo	62	4.784
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(140)	
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(35)	926
Crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		(2.596)
Apporti di capitale		
Dividendi pagati	(4.610)	(4.583)
Acquisto e vendita di azioni proprie	(1.166)	(625)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(5.889)**	**(2.094)**
di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate	*(85)*	*(4.977)*
Effetto delle operazioni straordinarie (fusioni, acquisizioni rami, etc...)	23	(641)
Flusso di cassa netto del periodo	**63**	**(368)**
Disponibilità liquide ed equivalenti all'inizio del periodo	**749**	**812**
Disponibilità liquide ed equivalenti alla fine del periodo	**812**	**444**

■ Criteri di redazione

Il bilancio di esercizio è redatto secondo gli *International Financial Reporting Standards* (nel seguito "*IFRS*" o "principi contabili internazionali") emanati dall'*International Accounting Standards Board (IASB)* e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05. I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio coincidono con quelli emanati dallo *IASB* in quanto le attuali differenze tra gli *IFRS* omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo *IASB* riguardano fattispecie non presenti nella realtà di Eni SpA. Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto.
Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

■ Criteri di valutazione

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e controllate congiuntamente. In particolare, queste sono valutate al costo di acquisto comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione. In presenza di eventi che fanno presumere una riduzione di valore, la recuperabilità del valore di iscrizione è verificata confrontando quest'ultimo con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. In assenza di un accordo di vendita vincolante, il *fair value* è stimato sulla base dei valori espressi da un mercato attivo, da transazioni recenti ovvero sulla base delle migliori informazioni disponibili per riflettere l'ammontare che l'impresa potrebbe ottenere dalla vendita dell'*asset*. Il valore d'uso è determinato, generalmente, nei limiti della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, attualizzando i flussi di cassa attesi e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e documentabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che tiene conto del rischio implicito nei settori di attività in cui opera l'impresa.
Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il patrimonio netto è rilevato in un apposito fondo nella misura in cui la società è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.
Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni valutate al costo sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi/oneri su partecipazioni".
Le altre partecipazioni sono valutate al *fair value* con imputazione degli effetti a conto economico, se possedute per attività di *trading*, ovvero alla voce di patrimonio netto "Altre riserve"; in quest'ultima fattispecie la riserva è imputata a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Quando il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, le partecipazioni sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino.
Con riferimento all'utilizzo di stime contabili si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

□ Schemi di bilancio

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti[1] e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura[2].
Il prospetto delle variazioni del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi del periodo, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.
Lo schema di rendiconto finanziario è definito secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile del periodo delle altre componenti di natura non monetaria.

(1) A partire dall'esercizio 2007 le voci relative alle attività/passività per imposte correnti sono articolate nelle voci attività/passività per imposte sul reddito correnti e attività/passività per altre imposte correnti e la voce crediti commerciali e altri crediti è articolata nelle voci di dettaglio crediti finanziari e crediti commerciali e altri crediti. I corrispondenti valori dell'esercizio posto a confronto sono stati riclassificati. Negli esercizi precedenti l'informativa relativa alle attività/passività correnti per imposte sul reddito e altre imposte e la distinzione tra crediti finanziari e crediti commerciali e altri crediti era indicata nelle note al bilancio.
(2) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli *IFRS* sono indicate nella nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

■ Note al bilancio di esercizio

Attività correnti

1 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le *disponibilità liquide ed equivalenti* ammontano a 444 milioni di euro (812 milioni di euro al 31 dicembre 2006). Il decremento di 368 milioni di euro è dovuto essenzialmente alla fusione di Enifin SpA.
Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in moneta estera (123 milioni di euro) che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità in divisa detenuta a vista per le correnti esigenze delle società del Gruppo e da saldi attivi di conto corrente (287 milioni di euro) connessi sia alla gestione degli incassi e pagamenti che per l'accentramento dei flussi finanziari del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. La scadenza media delle disponibilità è di un giorno e il tasso di interesse effettivo è di 4,37%.

2 Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita

Le *altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita* si riducono di 235 milioni di euro a seguito dell'estinzione dei Certificati di Credito del Tesoro, scaduti il 1° gennaio 2007, ottenuti a rimborso di crediti di imposta.

3 Crediti commerciali e altri crediti

I *crediti commerciali e altri crediti* di 15.336 milioni di euro (8.220 milioni di euro al 31 dicembre 2006) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Crediti commerciali	7.854	7.737
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa		345
- non strumentali all'attività operativa	1	6.940
Altri crediti:		
- relativi all'attività di disinvestimento	18	18
- altri	347	296
	8.220	**15.336**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 268 milioni di euro (246 milioni di euro al 31 dicembre 2006); le svalutazioni e le riprese di valore, rilevate nell'esercizio sono di seguito indicate:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2006	Incrementi per fusioni	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2007
Crediti commerciali	227	11	44	(33)		249
Altri crediti	19					19
	246	**11**	**44**	**(33)**		**268**

I crediti commerciali di 7.737 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica (5.071 milioni di euro) e dalla vendita di prodotti petroliferi (2.403 milioni di euro).
I crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica riguardano: (i) crediti verso clienti (4.549 milioni di euro); (ii) crediti verso imprese controllate (433 milioni di euro), in particolare EniPower SpA (108 milioni di euro), Toscana Energia Clienti SpA (92 milioni di euro), Stoccaggi Gas Italia SpA (65 milioni di euro), Polimeri Europa SpA (53 milioni di euro) e Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (20 milioni di euro); (iii) crediti verso imprese collegate e a controllo congiunto (74 milioni di euro), in particolare verso Gasversorgung Suddeutschland GmbH (54 milioni di euro), Acam Clienti SpA (9 milioni di euro) e Trans Austria Gasleitung GmbH (6 milioni di euro).

I crediti derivanti dalla vendita di prodotti petroliferi riguardano essenzialmente: (i) crediti verso clienti (1.297 milioni di euro); (ii) crediti verso imprese controllate (1.063 milioni di euro), in particolare AgipFuel SpA (501 milioni di euro), Eni Trading & Shipping SpA (319 milioni di euro), Polimeri Europa SpA (67 milioni di euro), Raffineria di Gela SpA (56 milioni di euro).
I crediti commerciali scaduti e non svalutati ammontano a 1.151 milioni di euro, di cui 568 milioni di euro scaduti da 1 a 90 giorni, 129 milioni di euro scaduti da 3 a 6 mesi, 202 milioni di euro scaduti da 6 a 12 mesi e 252 milioni di euro scaduti da oltre 12 mesi. Questi crediti riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche per forniture di prodotti petroliferi e gas metano.
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 345 milioni di euro aumentano di 345 milioni di euro a seguito della fusione di Enifin SpA e riguardano la quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine verso società controllate, in particolare verso Polimeri Europa SpA (100 milioni di euro), Raffineria di Gela SpA (100 milioni di euro), EniPower SpA (55 milioni di euro), Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (44 milioni di euro).
I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 6.940 milioni di euro (un milione di euro al 31 dicembre 2006) aumentano di 6.939 milioni di euro a seguito della fusione di Enifin SpA e riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Snam Rete Gas SpA (1.348 milioni di euro), Saipem SpA (940 milioni di euro), Eni Trading & Shipping SpA (838 milioni di euro), Saipem Projects SpA (471 milioni di euro), Italgas SpA (466 milioni di euro), Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (344 milioni di euro), AgipFuel SpA (317 milioni di euro), Polimeri Europa SpA (282 milioni di euro), Raffineria di Gela SpA (173 milioni di euro), Serfactoring SpA (128 milioni di euro).
Gli altri crediti di 314 milioni di euro (365 milioni di euro al 31 dicembre 2006) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Acconti per servizi e forniture	122	62
Crediti verso *partner* in *joint venture* per attività di esplorazione e produzione	79	70
Anticipi al personale	13	20
Altri crediti	151	162
	365	**314**

Gli altri crediti di 162 milioni di euro riguardano principalmente: (i) crediti verso imprese controllate per il consolidato fiscale (77 milioni di euro); (ii) crediti per contributi a fondo perduto (17 milioni di euro).
Gli altri crediti scaduti e non svalutati ammontano a 9 milioni di euro, di cui 2 milioni di euro scaduti da 1 a 90 giorni e 7 milioni di euro scaduti da oltre 12 mesi.
L'analisi per valuta dei crediti commerciali e altri crediti è di seguito indicata:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Euro	6.797	14.800
Dollaro USA	1.423	512
Lira sterlina		10
Altre valute		14
	8.220	**15.336**

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 37.
Il valore di mercato dei crediti commerciali e degli altri crediti è indicato alla nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi di impresa".

4 Rimanenze

Le *rimanenze* di 1.779 milioni di euro (1.896 milioni di euro al 31 dicembre 2006) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Materie prime, sussidiarie e di consumo	363	273
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	26	48
Lavori in corso su ordinazione	5	12
Prodotti finiti e merci	1.504	1.446
Acconti	(2)	
	1.896	1.779

Le rimanenze sono indicate al netto del fondo svalutazione di 8 milioni di euro (45 milioni di euro al 31 dicembre 2006). Gli utilizzi del fondo svalutazione rilevati nell'esercizio alla voce "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi", ammontano a 37 milioni di euro, come di seguito indicato:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2006	Incrementi per fusioni	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2007
Materie prime, sussidiarie e di consumo	19			(11)		8
Prodotti finiti e merci	26			(26)		
	45			(37)		8

Al 31 dicembre 2007 le rimanenze sono costituite principalmente:
- per le materie prime sussidiarie e di consumo da greggio (242 milioni di euro);
- per i prodotti in corso di lavorazione e semilavorati da nafte in deposito presso le raffinerie (48 milioni di euro);
- per i prodotti finiti e merci, da gas naturale depositato essenzialmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA (655 milioni di euro) e da prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi (791 milioni di euro).

5 Attività per imposte sul reddito correnti

Le *attività per imposte sul reddito correnti* di 564 milioni di euro (4 milioni di euro al 31 dicembre 2006) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
IRES		523
IRAP		35
Altre	4	6
	4	564

L'incremento delle attività per imposte sul reddito rispetto all'esercizio precedente è riferito essenzialmente al versamento di acconti di imposta in eccedenza rispetto alle imposte dovute nell'esercizio (557 milioni di euro).

6 Attività per altre imposte correnti

Le *attività per altre imposte correnti* di 393 milioni di euro (151 milioni di euro al 31 dicembre 2006) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Amministrazione finanziaria italiana:		
- Imposte di consumo	77	312
- Iva	49	52
- Accise	13	15
- Altre imposte indirette	8	11
	147	**390**
Amministrazioni finanziarie estere	4	3
	151	**393**

L'incremento dei crediti per imposte di consumo rispetto all'esercizio precedente, pari a 235 milioni di euro, è attribuibile principalmente alla riduzione dei ricavi di vendita gas, che nell'esercizio sono stati fatturati a clienti finali in Italia, comportando un'eccedenza degli acconti di imposta versati.

7 Altre attività

Le *altre attività* di 1.355 milioni di euro (83 milioni di euro al 31 dicembre 2006) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Fair value su contratti derivati non di copertura	4	1.257
Altre attività	79	98
	83	**1.355**

Per effetto dell'incorporazione di Enifin SpA, l'operatività in derivati è accentrata in Eni SpA. L'incremento delle attività relative ai contratti derivati è dovuto a tale accentramento e in particolare ai contratti derivati su *commodity* posti in essere con le controllate Eni UK Ltd, Eni ULX Ltd ed Eni Elgin Franklin Ltd per stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di parte delle loro riserve certe esistenti al 31 dicembre 2006 nell'ambito della complessiva operazione di copertura in ottica Gruppo di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi di Eni al 31 dicembre 2006[3]. Il *fair value* su contratti derivati non di copertura si riferisce quanto a 419 milioni di euro a contratti derivati con scadenza dal 2009 al 2011. A fronte dei contratti derivati indicati Eni SpA ha posto in essere analoghi contratti con controparti di mercato il cui *fair value* negativo è indicato a commento della voce "Altre passività".

Il *fair value* sui contratti derivati non di copertura di 1.257 milioni di euro (4 milioni di euro al 31 dicembre 2006) si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006		31.12.2007	
	Fair value	Impegni	*Fair value*	Impegni
Gestione del rischio di cambio				
Currency swap	..	213	132	9.365
Outright	4	640	80	2.233
Interest currency swap			174	1.255
Currency Option			2	
Gestione del rischio di tasso				
Interest rate swap			122	4.790
Gestione sui rischi dei prezzi delle merci				
Swap	..	55	216	519
Future	..	12		
Altre			531	1.374
	4	**920**	**1.257**	**19.536**

(3) Per maggiori informazioni si rinvia alla nota n. 31 "Proventi (oneri) finanziari".

Il *fair value* dei contratti derivati è stato determinato considerando modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e utilizzando parametri di mercato alla data di chiusura dell'esercizio.
Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura, alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi d'impresa".
Le altre attività comprendono principalmente oneri pluriennali relativi a noleggi e locazioni (39 milioni di euro) e i certificati verdi (21 milioni di euro), acquistati nel corso del 2007 per adempiere alle disposizioni del D.Lgs. n. 79 del 16 marzo 1999 circa gli obblighi relativi alla produzione e importazione di energia elettrica da fonti non rinnovabili.

Attività non correnti

Immobili, impianti e macchinari

Gli *immobili, impianti e macchinari* di 5.748 euro (5.507 milioni di euro al 31 dicembre 2006) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti e Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Saldo finale netto al 31.12.2007	Saldo finale lordo al 31.12.2007	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2006								
Terreni	156			(3)	2	**155**	155	
Fabbricati	174		(15)	(2)	41	**198**	591	393
Impianti e macchinari	3.552		(586)	(211)	1.188	**3.943**	14.004	10.061
Attrezzature industriali e commerciali	26	2	(16)		16	**28**	233	205
Altri beni	58	21	(21)		15	**73**	364	291
Immobilizzazioni in corso e acconti	988	783		(47)	(614)	**1.110**	1.110	
	4.954	**806**	**(638)**	**(263)**	**648**	**5.507**	**16.457**	**10.950**
31.12.2007								
Terreni	155	1			1	**157**	157	
Fabbricati	198	1	(20)		13	**192**	602	410
Impianti e macchinari	3.943		(661)	(3)	351	**3.630**	14.338	10.708
Attrezzature industriali e commerciali	28	5	(13)		5	**25**	231	206
Altri beni	73	12	(23)		8	**70**	389	319
Immobilizzazioni in corso e acconti	1.110	1.118			(554)	**1.674**	1.674	
	5.507	**1.137**	**(717)**	**(3)**	**(176)**	**5.748**	**17.391**	**11.643**

I *terreni* (157 milioni di euro) riguardano principalmente le aree sulle quali insistono gli impianti di distribuzione dei carburanti.
I *fabbricati* (192 milioni di euro) riguardano principalmente fabbricati industriali impiegati nell'attività di raffinazione e nell'attività non *oil* della rete di distribuzione.
Gli *impianti e macchinari* (3.630 milioni di euro) riguardano essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi e i costi di perforazione dei pozzi (1.698 milioni di euro), i costi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti (462 milioni di euro), gli impianti di raffinazione (680 milioni di euro) e gli impianti di distribuzione carburanti (582 milioni di euro).
Le *attrezzature industriali e commerciali* (25 milioni di euro) si riferiscono principalmente agli strumenti di laboratorio della raffinazione e della logistica nonché ad attrezzature commerciali del comparto non *oil* della rete di distribuzione carburanti.
Gli *altri beni* (70 milioni di euro) riguardano principalmente le attrezzature informatiche.
Le *immobilizzazioni in corso e acconti* (1.674 milioni di euro) riguardano in particolare gli investimenti relativi allo sviluppo della Val d'Agri, le ristrutturazioni e il potenziamento degli impianti della rete commerciale, gli interventi di ampliamento delle strut-

ture di raffineria, gli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente nonché gli interventi di perforazione e riperforazione su campi esistenti volti al miglioramento della capacità produttiva.
Gli investimenti di 1.137 milioni di euro (806 milioni di euro al 31 dicembre 2006) sono analizzati nel paragrafo "Investimenti tecnici" della Relazione sulla gestione.
Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 4,4%.
I principali coefficienti di ammortamento adottati per gli esercizi 2006 e 2007 sono compresi nei seguenti intervalli:

(% annua)	
Fabbricati	3-10
Pozzi e impianti di sfruttamento	aliquota UOP
Impianti specifici di raffineria e logistica	6,25-14
Impianti specifici di distribuzione	10
Altri impianti e macchinari	4-30
Attrezzature industriali e commerciali	7,5-35
Altri beni	12-40

Le svalutazioni riguardano essenzialmente l'esito dell'*impairment test* effettuato sulla Raffineria di Livorno (52 milioni di euro). Il valore recuperabile considerato ai fini della determinazione della svalutazione è stato determinato sulla base del valore d'uso, ottenuto attualizzando, con un tasso dell'11,2%, i flussi di cassa attesi determinati sulla base del più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile. Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del *management* Eni per gli anni successivi. I flussi di cassa relativi agli anni successivi al quarto sono stati calcolati utilizzando un tasso di crescita in termini reali pari a zero.
Le altre variazioni di 176 milioni di euro riguardano principalmente la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti (187 milioni di euro), la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio (554 milioni di euro).
Gli immobili, impianti e macchinari includono beni gratuitamente devolvibili per 69 milioni di euro, di cui 64 milioni di euro riferiti a impianti di distribuzione che insistono su aree autostradali e 5 milioni di euro a terminali marittimi e oleodotti annessi alle raffinerie e ai depositi costieri edificati su terreni demaniali.
I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a 5 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 dicembre 2006).
Gli immobili, impianti e macchinari assunti in *leasing* finanziario ammontano a 6 milioni di euro.

Gli immobili, impianti e macchinari per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	8.242	8.460
- Gas & Power	110	102
- Refining & Marketing	8.051	8.757
- Corporate	54	72
	16.457	**17.391**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	5.380	5.762
- Gas & Power	47	38
- Refining & Marketing	5.496	5.807
- Corporate	27	36
	10.950	**11.643**
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	2.862	2.698
- Gas & Power	63	64
- Refining & Marketing	2.555	2.950
- Corporate	27	36
	5.507	**5.748**

9 Rimanenze immobilizzate - Scorte d'obbligo

Le *rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo* di 2.033 milioni di euro (1.701 euro al 31 dicembre 2006) includono 4,8 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al D.P.R n. 22. del 31 gennaio 2001. La misura è determinata annualmente dal Ministero delle Attività Produttive.

Attività immateriali

Le *attività immateriali* di 1.019 milioni di euro (948 milioni di euro al 31 dicembre 2006) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Incrementi per fusioni	Investimenti	Ammortamenti e Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2006									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi di ricerca e sviluppo			108	(108)				138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	37		9	(28)		4	22	517	495
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	80		151	(44)		(2)	185	430	245
- Immobilizzazioni in corso e acconti	25		17			(5)	37	37	
- Altre attività immateriali	38			(10)			28	101	73
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Avviamento	678			(3)		1	676	740	64
	858		**285**	**(193)**		**(2)**	**948**	**1.963**	**1.015**
31.12.2007									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi di ricerca e sviluppo			96	(96)				138	138
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	22		22	(26)		34	52	552	500
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	185			(18)		6	173	435	262
- Immobilizzazioni in corso e acconti	37		36		(1)	(39)	33	33	
- Altre attività immateriali	28	21		(4)	(1)		44	128	84
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Avviamento	676	42		(2)		1	717	783	66
	948	**63**	**154**	**(146)**	**(2)**	**2**	**1.019**	**2.069**	**1.050**

I *costi di ricerca e sviluppo* riguardano essenzialmente i costi dell'attività di ricerca di idrocarburi (96 milioni di euro), interamente ammortizzati nell'esercizio.

I *diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno* di 52 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno del *software* tecnico-scientifico e amministrativo, i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria e diritti di utilizzazione di *software* per la gestione clienti gas.

I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 20% al 33%.

Le *concessioni, licenze, marchi e diritti simili* di 173 milioni di euro riguardano essenzialmente i diritti minerari della concessione Val d'Agri (149 milioni di euro) e le concessioni di sfruttamento minerario dei campi di Bonaccia (13 milioni di euro), di Anemone e Azalea (5 milioni di euro) nonché Barbara (2 milioni di euro).

Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (*UOP*) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

Le *immobilizzazioni in corso e acconti* di 33 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo interno di *software* tecnico-scientifico e amministrativo.

Le *altre attività immateriali* di 44 milioni di euro riguardano principalmente le somme versate alla Regione Basilicata, al netto dell'ammortamento (effettuato con il metodo dell'unità di prodotto), sulla base degli accordi attuativi stipulati con la stessa connessi al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri (22 milioni di euro).

L'*avviamento* di 717 milioni di euro riguarda essenzialmente il valore del portafoglio clienti attribuito in sede di allocazione del disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione di ItalgasPiù SpA (656 milioni di euro), nonché l'avviamento rinveniente dal bilancio delle incorporate Napoletana Gas Clienti SpA e Siciliana Gas Clienti SpA.
Ai fini della determinazione del valore recuperabile l'avviamento relativo al valore del portafoglio clienti attribuito in sede di allocazione del disavanzo di fusione è stato allocato sulla *cash generating unit* costituita dalla Divisione Gas & Power. Il valore recuperabile della *cash generating unit* è stato determinato sulla base del valore d'uso, ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati sulla base del più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile. Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del *management* Eni per gli anni successivi. I flussi di cassa sono stati attualizzati col tasso del 5,47%, corrispondente al costo medio del capitale della Divisione Gas & Power. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini reali pari al 2%.
Gli investimenti di 154 milioni di euro (285 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riguardano principalmente i costi sostenuti per la ricerca mineraria (96 milioni di euro).
Le altre variazioni riguardano principalmente la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di attività immateriali entrate in esercizio.
Le attività immateriali per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Attività immateriali lorde:		
- Exploration & Production	678	694
- Gas & Power	766	805
- Refining & Marketing	428	446
- Corporate	91	124
	1.963	**2.069**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	443	470
- Gas & Power	102	79
- Refining & Marketing	395	403
- Corporate	75	98
	1.015	**1.050**
Attività immateriali nette:		
- Exploration & Production	235	224
- Gas & Power	664	726
- Refining & Marketing	33	43
- Corporate	16	26
	948	**1.019**

11 Partecipazioni

Le partecipazioni di 23.540 milioni di euro (21.086 milioni di euro al 31 dicembre 2006) si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Variazione per fusione	Interventi sul capitale	Acquisizioni	Alienazioni	Rettifiche di valore	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2006										
Partecipazioni in:										
- imprese controllate	20.050		1.035	29	(114)	(801)	157	20.356	29.513	9.157
- imprese collegate e a controllo congiunto	749			99			(124)	724	754	30
- altre imprese	6							6	6	
	20.805		**1.035**	**128**	**(114)**	**(801)**	**33**	**21.086**	**30.273**	**9.187**
31.12.2007										
Partecipazioni in:										
- imprese controllate	20.356	(1.045)	3.702	175		(549)	(565)	22.074	31.532	9.458
- imprese collegate e a controllo congiunto	724	780					(44)	1.460	1.490	30
- altre imprese	6							6	6	
	21.086	**(265)**	**3.702**	**175**		**(549)**	**(609)**	**23.540**	**33.028**	**9.488**

Le variazioni per fusione (265 milioni di euro) riguardano l'annullamento del valore di iscrizione della partecipazione in Enifin SpA (253 milioni di euro), Eni Portugal Investments SpA (716 milioni di euro), Napoletana Gas Clienti SpA (72 milioni di euro) e Siciliana Gas Clienti SpA (4 milioni di euro) a seguito delle fusioni per incorporazione e l'iscrizione della partecipazione in Galp Energia SA (780 milioni di euro), quale attività rinveniente dalla fusione di Eni Portugal Investments SpA.

Gli interventi sui capitali (3.702 milioni di euro) riguardano essenzialmente Eni International BV (1.975 milioni di euro), Eni Angola SpA (415 milioni di euro), Syndial SpA (376 milioni di euro), Eni Petroleum Co Inc (333 milioni di euro), Ieoc SpA (267 milioni di euro) e Eni Trading & Shipping SpA (250 milioni di euro).

Le acquisizioni (175 milioni di euro) riguardano essenzialmente l'acquisto dalla Syndial SpA del 4,82% del capitale sociale della Polimeri Europa SpA (75 milioni di euro) e l'acquisto dalla Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA del 100% del capitale sociale della Napoletana Gas Clienti SpA (72 milioni di euro).

Le rettifiche di valore (549 milioni di euro) riguardano in particolare la svalutazione della Syndial SpA (351 milioni di euro) e della Ieoc SpA (143 milioni di euro).

Le altre variazioni di 609 milioni di euro riguardano essenzialmente la distribuzione di riserve da parte di Eni Investments Plc (434 milioni di euro), di Italgas SpA (120 milioni di euro) e della Raffineria di Milazzo ScpA (44 milioni di euro).

Informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2007, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che fa parte integrante delle presenti note.

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e a controllo congiunto con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(milioni di euro)

Denominazione	Quota % posseduta	Saldo netto al 31.12.2006	Saldo netto al 31.12.2007 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Acqua Campania SpA	10,200	1	1	1	
Adriaplin doo	51,000	14	14	11	(3)
Afi Hotels Ltd (in liquidazione)	100,000	2	2	2	
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	4	4	4	
AgipFuel SpA	100,000	3	3	7	4
AgipRete SpA	100,000	15	27	38	11
Consorzio SET Sviluppo Elettrico Trecate	50,000			..	
Distribuidora de Gas Cuyana SA	6,840	14	14	11	(3)
Ecofuel SpA	100,000	48	48	206	158
Eni Angola SpA [1]	100,000		396	396	
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni East Africa SpA	100,000		13	13	
Eni Transport Deutschland SpA	100,000	6	6	52	46
Eni Hellas SpA	100,000	198	192	198	6
Eni Insurance Ltd	100,000	100	100	131	31
Eni International Bank Ltd	99,998	43	43	47	4
Eni International BV	100,000	4.874	6.849	17.829	10.980
Eni International Resources Ltd [2]	99,998	..		(2)	(2)
Eni Investments Plc	99,999	3.926	3.492	3.340	(152)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	133	133	210	77
Eni Petroleum Co Inc	63,857	649	982	940	(42)
Eni Portugal Investment SpA	100,000	716			
EniPower SpA	100,000	955	955	1.126	171
Eni Timor Leste SpA	100,000		18	18	
Eni Trading & Shipping SpA	100,000		250	252	2
EniServizi SpA [3]	100,000	14	14	16	2
Hotel Assets Ltd	100,000	11	11	11	
Ieoc SpA [1]	100,000	15	138	139	1
Immobiliare Est SpA	100,000	19	19	19	
Inversora de Gas Cuyana SA	76,000	75	75	24	(51)
LNG Shipping SpA	100,000	285	285	413	128
Padana Assicurazioni SpA [4]	26,750	5			
Polimeri Europa SpA	100,000	1.393	1.468	1.631	163
Praoil Oleodotti Italiani SpA	100,000	74	74	112	38
Raffineria di Gela SpA	100,000	123	123	129	6
Saipem SpA [5]	42,913	182	182	425	243
Servizi Aerei SpA [3]	100,000	28	36	40	4
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	2	2	2	
Siciliana Gas Clienti SpA	100,000	4			
Snam Rete Gas SpA [6]	50,035	1.991	1.991	3.507	1.516
Società Finanziamenti idrocarburi - Sofid SpA	99,612	241	241	274	33
Società Finanziaria Eni SpA - Enifin SpA	100,000	253			
Società Italiana per il Gas SpA - Italgas SpA	100,000	2.135	2.015	2.194	179
Società Oleodotti Meridionali SpA	70,000	42	42	42	
Società Petrolifera Italiana SpA	99,964	36	36	44	8

(milioni di euro)

Denominazione	Quota % posseduta	Saldo netto al 31.12.2006	Saldo netto al 31.12.2007 A	Valore di patrimonio netto B	Differerenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Stoccaggi Gas Italia SpA (3)	100,000	1.136	1.136	1.001	(135)
Syndial SpA (1)	99,999	372	397	397	
Tecnomare SpA	100,000	15	43	63	20
Tigáz Zrt	50,000	116	116	317	201
Toscana Energia Clienti SpA	61,450	34	34	37	3
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	100,000	51	51	75	24
Totale imprese controllate		**20.356**	**22.074**	**35.746**	**13.672**
Imprese collegate e a controllo congiunto					
Acam Clienti SpA	48,999	6	6	5	(1)
Distribuidora de Gas del Centro SA	31,350	60	60	33	(27)
Galp Energia SGPS SA (7)	33,340		780	911	131
Inversora de Gas del Centro SA	25,000	18	18	13	(5)
Promgas SpA	50,000			3	3
Raffineria di Milazzo ScpA	50,000	170	126	126	
Setgas SA	21,870	2	2	5	3
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	25	25	47	22
Unión Fenosa Gas SA	50,000	442	442	507	65
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl (1)	2,815	1	1	1	
Totale imprese collegate e a controllo congiunto		**724**	**1.460**	**1.651**	**191**
Totale imprese controllate, collegate e a controllo congiunto		**21.080**	**23.534**	**37.397**	**13.863**

(1) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.
(2) La differenza tra il valore di carico e il valore di patrimonio netto è iscritta nel fondo copertura perdite.
(3) Il valore del patrimonio netto delle società costituite attraverso conferimenti tiene conto dei maggiori valori riconosciuti dalle perizie asseverate dai rispettivi Consigli di Amministrazione.
(4) Il valore di carico è stato riclassificato alla voce "Attività disponibili per la vendita"; v. nota n. 15 "Attività disponibili per la vendita".
(5) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2007 (27,30 euro per azione) ammonta a 5.171 milioni di euro.
(6) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio consolidato della società. La valutazione di borsa al 31 dicembre 2007 (4,346 euro per azione) ammonta a 4.254 milioni di euro.
(7) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2007 (18,39 euro per azione) ammonta a 5.084 milioni di euro.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità. In considerazione della consistenza patrimoniale e delle prospettive reddituali risultanti dai piani pluriennali, non si è proceduto alla svalutazione di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto, in particolare:

- Adriaplin doo, il cui valore di iscrizione di 14 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 3 milioni di euro;
- Distribuidora de Gas Cuyana SA, il cui valore di iscrizione di 14 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 3 milioni di euro;
- Eni Investments Plc, il cui valore di iscrizione di 3.492 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 152 milioni di euro;
- Eni Petroleum Co Inc, il cui valore di iscrizione di 982 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 42 milioni di euro;
- Inversora de Gas Cuyana SA, il cui valore di iscrizione di 75 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 51 milioni di euro;
- Stoccaggi Gas Italia SpA, il cui valore di iscrizione di 1.136 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 135 milioni di euro;
- Acam Clienti SpA, il cui valore di iscrizione di 6 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di un milione di euro;
- Distribuidora de Gas del Centro SA, il cui valore di iscrizione di 60 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 27 milioni di euro;
- Inversora de Gas del Centro SA, il cui valore di iscrizione di 18 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 5 milioni di euro.

12 Altre attività finanziarie

Le *altre attività finanziarie*, di 7.646 milioni di euro (41 milioni di euro al 31 dicembre 2006), sono tutte denominate in euro e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	8	7.620
- non strumentali all'attività operativa	12	6
Titoli:		
- strumentali all'attività operativa	20	20
Altre attività finanziarie	1	
	41	**7.646**

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 7.620 milioni di euro aumentano di 7.612 milioni di euro a seguito della fusione di Enifin SpA e riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Snam Rete Gas SpA (4.513 milioni di euro), Stoccaggi Gas Italia SpA (606 milioni di euro), Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (538 milioni di euro), Italgas SpA (536 milioni di euro), EniPower SpA (492 milioni di euro), Saipem SpA (401 milioni di euro), EniPower Mantova SpA (227 milioni di euro).
I titoli strumentali all'attività operativa di 20 milioni di euro riguardano titoli di Stato relativi al cauzionamento bombole a norma della legge 539/1985.
Il valore di mercato delle attività finanziarie valutate al costo è indicato alla nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi di impresa".
La scadenza delle altre attività finanziarie al 31 dicembre 2007 si analizza come segue:

(milioni di euro)	Esigibili entro l'esercizio successivo (a)	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Esigibili oltre i cinque anni
Crediti finanziari:			
- strumentali all'attività operativa	345	5.484	2.136
- non strumentali all'attività operativa	6.940	3	3
Titoli:			
- strumentali all'attività operativa			20
	7.285	**5.487**	**2.159**

(a) I crediti finanziari esigibili entro l'esercizio sono indicati nella nota n. 3 "Crediti commerciali e altri crediti".

13 Attività per imposte anticipate

Le *attività per imposte anticipate* di 322 milioni di euro riguardano esclusivamente l'IRES e sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)	31.12.2006 (*)	31.12.2007
Imposte sul reddito anticipate IRES	1.561	1.248
Imposte sul reddito differite IRES	(1.577)	(926)
	(16)	**322**

(*) Al 31 dicembre 2006, il valore netto della fiscalità anticipata e differita IRES, rappresentando una passività, era esposto nella voce "Passività per imposte differite".

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato i crediti per imposte anticipate IRES è la seguente:

(milioni di euro)	2006	Accantonamenti	Utilizzi	Altre Variazioni	2007
Imposte differite:					
- oneri dedotti in via extracontabile	(642)	(92)	58	594	(82)
- applicazione costo medio ponderato per le rimanenze	(560)	(172)	31	91	(610)
- plusvalenze e contributi a tassazione differita	(14)	(3)	8		(9)
- differenze su attività materiali ed immateriali	(332)		50	100	(182)
- altre	(29)	(21)	20	(13)	(43)
	(1.577)	**(288)**	**167**	**772**	**(926)**
Imposte anticipate:					
- fondi per rischi ed oneri	1.198	177	(214)	(236)	925
- svalutazione partecipazioni a deducibilità differita	64		(64)		
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	80	18	(41)	40	97
- differenze su attività materiali ed immateriali	101	6	(9)	(21)	77
- altre	118	83	(43)	(9)	149
	1.561	**284**	**(371)**	**(226)**	**1.248**
	(16)	**(4)**	**(204)**	**546**	**322**

Le altre variazioni di 546 milioni di euro riguardano essenzialmente lo storno della fiscalità differita relativa ai componenti di reddito dedotti extracontabilmente in applicazione della facoltà concessa dalla legge n. 244/2007 (640 milioni di Euro) parzialmente compensato dall'effetto dovuto all'adeguamento dell'aliquota IRES sempre in virtù delle disposizioni introdotte dalla legge n. 244/2007 (65 milioni di euro) e dal maggior debito per imposte differite relativo al fondo svalutazione crediti dedotto extracontabilmente dall'incorporata Enifin SpA (64 milioni di euro).
Nella determinazione del credito per imposte anticipate non si è tenuto conto della differenza temporanea relativa alle riserve di patrimonio netto in sospensione di imposta perché non ne è prevista la distribuzione.

14 Altre attività

Le *altre attività* di 868 milioni di euro (855 milioni di euro al 31 dicembre 2006), si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Crediti d'imposta	776	776
Altre attività	79	92
	855	**868**

I crediti di imposta di 776 milioni di euro sono così costituiti:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Crediti di imposta chiesti a rimborso		480
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso		309
Fondo svalutazione crediti di imposta		(13)
		776

Le altre attività comprendono principalmente: (i) i crediti verso Tamoil per un contratto di lavorazione greggi sul sistema di raffinazione (21 milioni di euro); (ii) i crediti per la cessione all'Ente fiera di Milano di un terreno situato a Rho (20 milioni di euro).
Il valore di mercato delle altre attività non correnti, esclusi i crediti d'imposta, è indicato alla nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi di impresa".

15 Attività destinate alla vendita

Le *attività destinate alla vendita* riguardano la partecipazione nella compagnia di assicurazione italiana Padana Assicurazioni SpA per 5 milioni di euro.

Passività correnti

16 Passività finanziarie a breve termine

Le *passività finanziarie a breve termine* di 9.009 milioni di euro (320 milioni di euro al 31 dicembre 2006) aumentano di 8.689 milioni di euro a seguito della fusione dell'Enifin SpA.
L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è di seguito indicata:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Euro	277	8.458
Dollaro USA	34	253
Lira Sterlina	9	56
Yen Giapponese		226
Franco Svizzero		15
Altre		1
	320	**9.009**

Le passività finanziarie a breve termine, denominate in euro, presentano un tasso medio ponderato di interesse pari al 4,75% (3,178% nell'esercizio 2006).
Al 31 dicembre 2007 Eni dispone di linee di credito *committed* e *uncommitted* non utilizzate rispettivamente per 2.287 e 5.951 milioni di euro. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

17 Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine

La *quota a breve di passività finanziarie a lungo termine* (158 milioni di euro) è indicata nella nota n. 22 "Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo", cui si rinvia.

18 Debiti commerciali e altri debiti

I *debiti commerciali e gli altri debiti* di 6.752 milioni di euro (6.865 milioni di euro al 31 dicembre 2006) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Debiti commerciali	5.921	5.968
Acconti e anticipi	169	190
Altri debiti		
- relativi all'attività di investimento	331	258
- altri	444	336
	6.865	**6.752**

I debiti commerciali, di 5.968 milioni di euro, riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (3.099 milioni di euro), debiti verso imprese controllate (2.775 milioni di euro) e debiti verso imprese collegate e a controllo congiunto (94 milioni di euro).
I debiti commerciali verso imprese controllate di 2.775 milioni di euro riguardano principalmente: (i) l'acquisto di greggio (1.399 milioni di euro verso Eni Trading & Shipping SpA); (ii) il trasporto e la distribuzione di gas naturale verso Snam Rete Gas SpA (216 milioni di euro) e Italgas SpA (177 milioni di euro); (iii) i compensi dovuti a EniPower SpA in relazione al contratto di *tolling* e alla somministrazione di energia elettrica (171 milioni di euro); (iv) le prestazioni di servizi di ingegneria ricevuti da Snamprogetti SpA (68 milioni di euro); (v) il servizio di modulazione e stoccaggio verso Stoccaggi Gas Italia SpA (38 milioni di euro); (vi) i compensi di lavorazione dovuti alla Raffineria di Gela SpA (36 milioni di euro); (vii) i debiti verso Serfactoring SpA per crediti ceduti da fornitori di Eni (6 milioni di euro).
I debiti commerciali verso imprese collegate e a controllo congiunto di 94 milioni di euro riguardano principalmente: (i) i compensi di lavorazione dovuti alla Raffineria di Milazzo ScpA (21 milioni di euro); (ii) il trasporto di gas naturale verso Trans Austria Gasleitung GmbH (19 milioni di euro); (iii) il vettoriamento gas verso l'Azienda Energia e Servizi Torino SpA (18 milioni di euro).
Gli acconti e anticipi di 190 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) i buoni carburante prepagati in circolazione (133 milio-

ni di euro); (ii) gli acconti ricevuti da terzi per le attività in *joint venture* della Divisione Exploration & Production (21 milioni di euro); (iii) gli acconti ricevuti da EniPower SpA (12 milioni di euro) relativi alla parte fissa del corrispettivo dovuto a fronte dell'impegno assunto da Eni di ridurre le emissioni inquinanti nel sito industriale di Sannazzaro de' Burgondi.
Gli altri debiti riguardano principalmente: (i) debiti diversi verso il personale (134 milioni di euro); (ii) debiti verso istituti di previdenza sociale (56 milioni di euro); (iii) debiti verso controllate per consolidato fiscale (39 milioni di euro); (iv) debiti verso le società controllate per l'IVA di Gruppo (22 milioni di euro).

L'analisi per valuta dei debiti commerciali e altri debiti è di seguito indicata:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Euro	5.701	5.534
Dollaro USA	1.157	1.179
Lira Sterlina	6	24
Altre valute	1	15
	6.865	**6.752**

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 37.
Il valore di mercato dei debiti commerciali e altri debiti esigibili oltre l'esercizio successivo è indicato alla nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi di impresa".

19 Passività per imposte sul reddito correnti

Le *passività per imposte sul reddito correnti* di 103 milioni di euro (65 milioni di euro al 31 dicembre 2006) sono relative all'imposta sostitutiva ex legge n. 244/2007 (92 milioni di euro) ed alla terza rata dell'imposta sostitutiva sui fondi trasferiti al fondo per rischi bancari generali derivante dall'incorporata Enifin SpA (11 milioni di euro). Le quote dell'imposta sostitutiva di cui alla legge n. 244/2007 scadenti oltre l'esercizio ammontano a 215 milioni di euro e sono rilevate nelle altre passività non correnti, cui si rinvia.
Le imposte sul reddito sono commentate alla nota n. 33.

20 Passività per altre imposte correnti

Le *passività per altre imposte correnti* di 973 milioni di euro (788 milioni di euro al 31 dicembre 2006) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Accise e imposte di consumo	589	691
Royalty su idrocarburi estratti	167	247
Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	23	26
IVA	8	9
Altre imposte e tasse	1	
	788	**973**

Le accise e imposte di consumo di 691 milioni di euro aumentano di 102 milioni di euro per effetto principalmente della scissione del ramo d'azienda "Attività di commercializzazione, *trading* e *risk management*" di Enipower SpA in favore di Eni SpA (34 milioni di euro), dell'incorporazione di Napoletana Gas Clienti SpA (32 milioni di euro) e Siciliana Gas Clienti SpA (9 milioni di euro) e dei maggiori volumi di gas stanziati sulla base dell'andamento dei consumi negli ultimi mesi dell'anno.

21 Altre passività

Le *altre passività* di 2.794 milioni di euro (60 milioni di euro al 31 dicembre 2006) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Fair value su contratti derivati non di copertura	17	2.746
Altre passività	43	48
	60	**2.794**

Per effetto dell'incorporazione di Enifin SpA, l'operatività in derivati è accentrata in Eni SpA. L'incremento delle passività relative ai contratti derivati è dovuto a tale accentramento ed in particolare alla variazione negativa del *fair value* dei derivati posti in essere per stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi del gruppo Eni al 31 dicembre 2006[1]. Il *fair value* su contratti derivati non di copertura si riferisce quanto a 1.340 milioni di euro a contratti derivati con scadenza dal 2009 al 2011.
Il *fair value* su contratti derivati non di copertura di 2.746 milioni di euro si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006		31.12.2007	
	Fair value	Impegni	*Fair value*	Impegni
Gestione del rischio di cambio				
Outright	6	431	42	1.234
Currency swap	1	297	157	9.086
Interest Currency swap			174	1.227
Currency option			2	
Gestione del rischio di tasso				
Interest rate swap			120	4.680
Gestione sui rischi dei prezzi delle merci				
Swap	10	128	327	730
Future				
Altre			1.924	4.643
	17	**856**	**2.746**	**21.600**

Il *fair value* dei contratti derivati è stato determinato considerando modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e utilizzando parametri di mercato alla data di chiusura dell'esercizio. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura, alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi" della Nota al bilancio consolidato.
Le altre passività al 31 dicembre 2007 comprendono la quota a breve dei compensi di carattere pluriennale riconosciuti per i contratti di trasporto gas (v. nota n. 26).

Passività non correnti

22 Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Le *passività finanziarie a lungo termine*, comprensive delle quote a breve termine, di 8.666 milioni di euro (2.431 milioni di euro al 31 dicembre 2006) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006			31.12.2007		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	1	2	3	5.439	158	5.597
Obbligazioni	2.058		2.058	3.056		3.056
Altri finanziatori, di cui:	342	28	370	13		13
imprese controllate	329	28	357			
altri	13		13	13		13
	2.401	**30**	**2.431**	**8.508**	**158**	**8.666**

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, sono denominate in euro. Il tasso medio di interesse delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, in essere al 31 dicembre 2007 è del 4,755% (4,847% al 31 dicembre 2006).
Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine verso banche e altri finanziatori presentano un tasso di interesse medio ponderato di 4,62%. I tassi di interesse effettivi applicati sono compresi tra il 4,433% e il 5,097%.
Le passività finanziarie a lungo, comprese le quote a breve termine, soggette a clausole restrittive (1.429 milioni di euro) si riferiscono ad accordi di finanziamento a lungo termine con la Banca Europea per gli investimenti che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un rating non inferiore ad A – (S&P) e A3

(1) Per maggiori informazioni si rinvia alla nota 31 "Proventi (oneri) finanziari".

(Moodys) e comprendono finanziamenti di scopo contratti con la Banca Europea degli Investimenti di 313 milioni di euro. Gli indici finanziari previsti sono rispettati dal bilancio consolidato 2007 così come ad Eni sono attribuiti *rating* superiori a quelli richiesti. Al 31 dicembre 2007 Eni dispone di linee di credito a lungo termine *committed* non utilizzate per 1.400 milioni di euro. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.
La scadenza delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31 dicembre			Scadenza a lungo termine					
Tipo	**2006**	**2007**	**Scad. 2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**Oltre**	**Totale**
Banche:									
- mutui ordinari	1	5.597	158	232	323	121	4.106	657	5.439
- mutui a tasso agevolato	2								
Obbligazioni:									
- *Euro Medium Term Notes*, 6,125%	514	516			516				516
- *Euro Medium Term Notes*, 4,625%	1.544	1.543						1.543	1.543
- *Euro Medium Term Notes*, 4,75%		997						997	997
Altri finanziatori, di cui:									
- imprese controllate	357								
- altri	13	13						13	13
	2.431	**8.666**	**158**	**232**	**839**	**121**	**4.106**	**3.210**	**8.508**

L'analisi dei prestiti obbligazionari è di seguito indicata:

(milioni di euro)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo d'interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
- *Euro Medium Term Notes*	500	16	516	euro	2010	6,125
- *Euro Medium Term Notes*	1.500	43	1.543	euro	2013	4,625
- *Euro Medium Term Notes*	1.000	(3)	997	euro	2017	4,750
	3.000	**56**	**3.056**			

Le obbligazioni di 3.056 milioni di euro riguardano *Euro Medium Term Notes* per 500 milioni di euro, rappresentate da n. 50.000 obbligazioni, emesse nel giugno 2000 a tasso fisso del 6,125%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni; *Euro Medium Term Notes* per 1.500 milioni di euro, rappresentate da n. 1.500.000 obbligazioni, emesse nell'aprile 2003 a tasso fisso del 4,625%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni; *Euro Medium Term Notes* per 1.000 milioni di euro, rappresentate da n. 20.000 obbligazioni, emesse nel novembre 2007 a tasso fisso del 4,75%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni.
L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione è la seguente:

	31.12.2006			31.12.2007		
(milioni di euro)	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide	812		812	444		444
B. Titoli disponibili per la vendita	235		235			
C. Liquidità (A+B)	**1.047**		**1.047**	**444**		**444**
D. Crediti finanziari[a]	1	12	13	6.940	6	6.946
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	10		10	3.697		3.697
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	2	1	3	158	5.439	5.597
G. Prestiti obbligazionari		2.058	2.058		3.056	3.056
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	310		310	5.312		5.312
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	28	329	357			
L. Altre passività finanziarie a lungo termine		13	13		13	13
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	350	2.401	2.751	9.167	8.508	17.675
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	(698)	2.389	1.691	1.783	8.502	10.285

(a) La voce non comprende i crediti finanziari correnti e non correnti strumentali all'attività operativa di 7.965 milioni di euro (8 milioni di euro al 31 dicembre 2006).

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, è indicato alla nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi di impresa".

23 Fondi per rischi e oneri

(milioni di euro)	Valore iniziale	Riclassifiche	Incrementi per fusione/ acquisizione	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Altre variazioni	Valore finale
31.12. 2006										
Fondo smantellamento e ripristino siti	872	(1)		608	24	7	(52)			1.458
Fondo rischi e oneri ambientali	475	1			3	87	(107)			459
Fondo rischi e oneri per sanzione Authority	290					5				295
Fondo rischi a fronte della delibera 248/2004 AEEG	220					77	(22)	(139)		136
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	159					35	(51)	(18)		125
Fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto	122			(6)	4					120
Fondo rischi e oneri per sanzione Authority per *jet fuel*	-					118				118
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	-					100				100
Altri fondi per rischi ed oneri	410			(1)	2	235	(170)	(69)	2	409
	2.548			**601**	**33**	**664**	**(402)**	**(226)**	**2**	**3.220**
31.12.2007										
Fondo smantellamento e ripristino siti	1.458	4		(187)	57	12	(47)			**1.297**
Fondo rischi e oneri ambientali	459	(4)			3	93	(112)	(5)		**434**
Fondo rischi e oneri per sanzione Authority	295							(5)		**290**
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	100					87				**187**
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	125					17	(16)			**126**
Fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto	120									**120**
Fondo rischi a fronte della delibera 248/2004 AEEG	136					9	(46)	(98)		**1**
Fondo rischi e oneri per sanzione Authority per *jet fuel*	118						(118)			
Altri fondi per rischi ed oneri	409				1	215	(125)	(91)	(9)	**400**
	3.220			**(187)**	**61**	**433**	**(464)**	**(199)**	**(9)**	**2.855**

Il *fondo smantellamento e ripristino siti* di 1.297 milioni di euro accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (1.245 milioni di euro). La diminuzione di 161 milioni di euro è dovuta all'adeguamento tecnico delle stime effettuate in considerazione della revisione delle ipotesi di smantellamento e di chiusura mineraria per 187 milioni di euro e all'utilizzo a fronte degli oneri sostenuti nel periodo per 47 milioni di euro, parzialmente compensata da un aumento del fondo dovuto agli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo imputati a conto economico per 57 milioni di euro. Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il 4,468% e il 5,365%. Il periodo previsto degli esborsi è 2008-2035. La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo. Il fondo comprende altresì i costi stimati di smantellamento e ripristino relativi a stazioni di servizio, al deposito di Bari, alla raffineria di Ravenna e al deposito costiero di Venezia che hanno cessato l'attività produttiva (26 milioni di euro).

Il *fondo rischi e oneri ambientali* di 434 milioni di euro riguarda principalmente gli oneri ambientali relativi ai siti di Manfredonia, Avenza, San Gavino e Pontenossa a fronte delle garanzie rilasciate alla Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA e nella Singea SpA (100 milioni di euro), i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (162 milioni di euro), negli impianti di raffinazione (58 milioni di euro), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (47 milioni di euro), nei depositi (30 milioni di euro), nonché negli impianti di produzione di lubrificanti (24 milioni di euro).

Il *fondo rischi a fronte della sanzione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato* di 290 milioni di euro effettuato a fronte della sanzione amministrativa comminata dall'Autorità il 15 febbraio 2006.

Il *fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci* di 187 milioni di euro derivante dalla stima di probabili oneri su approvvigionamenti di merci.

Il *fondo dismissioni e ristrutturazioni* di 126 milioni di euro riguarda essenzialmente la stima degli oneri futuri connessi agli accordi con la Erg SpA per il conferimento alla Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo e gli oneri connessi alla cessione a terzi di impianti di distribuzione e terreni.
Il *fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto* di 120 milioni di euro riguarda gli sconti su tariffe di trasporto da riconoscere a clienti che hanno versato contributi di allacciamento che, sulla base di quanto disposto dalla Delibera 120/2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono applicati da Snam Rete Gas SpA a cui è stato conferito da parte della Snam SpA, con efficacia 1° luglio 2001, il ramo d'azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas". L'onere fa carico a Eni in forza della manleva prestata dall'incorporata Snam a Snam Rete Gas SpA sulle sopravvenienze passive derivanti da attività svolte anteriormente alla data di decorrenza del conferimento.
Il *fondo rischi a fronte della delibera 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas* di 1 milione di euro (136 milioni di euro al 31 dicembre 2006) accoglie la stima dell'impatto derivante dall'applicazione, con effetto dal 1° gennaio 2005, della delibera 248/2004 e successive dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas. La diminuzione di 135 milioni di euro riguarda essenzialmente l'utilizzo, in parte a fronte oneri e in parte per esuberanza, del fondo in virtù dell'applicazione del nuovo regime regolatorio introdotto dalla delibera 79/07 dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas.
Gli *altri fondi* di 400 milioni di euro riguardano principalmente: (i) gli oneri derivanti da operazioni e concorsi a premi in corso alla fine dell'esercizio (65 milioni di euro); (ii) gli oneri per cause lavoro e altre cause legali (59 milioni di euro); (iii) gli oneri connessi ai corrispettivi addizionali relativi all'utilizzo di gas strategico (56 milioni di euro); (iv) gli oneri conseguenti all'eventuale esito negativo della procedura di infrazione nel business delle paraffine promossa dalla Commissione Europea Antitrust (50 milioni di euro); (v) gli oneri di natura commerciale (20 milioni di euro); (vi) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla mutua assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (20 milioni di euro); (vii) gli oneri relativi agli accordi attuativi stipulati con la Regione Basilicata connessi allo sviluppo del programma petrolifero di Eni nell'area della Val d'Agri (17 milioni di euro).

24 Fondi per benefici ai dipendenti

I *fondi per benefici ai dipendenti* di 288 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Trattamento di fine rapporto lavoro subordinato	231	195
Fondo integrativo sanitario dirigenti Eni SpA	44	44
Altri fondi per benefici ai dipendenti	33	49
	308	288

Il fondo trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato, disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti Eni all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.
L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. L'ammontare dell'accantonamento al TFR, considerata ai fini della determinazione della passività e del costo, è ridotta della parte eventualmente versata a fondi pensione.
A seguito dell'entrata in vigore delle disposizioni della Legge Finanziaria 2007 e relativi decreti attuativi, a partire dal 1° gennaio 2007 il Trattamento di Fine Rapporto maturando sarà destinato ai fondi pensione o versato al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS in funzione delle scelte effettuate dai lavoratori.
I dipendenti hanno avuto la facoltà di operare la scelta della destinazione del proprio Trattamento di Fine Rapporto fino al 30 giugno 2007. In relazione a ciò, la destinazione delle quote maturande del Trattamento di Fine Rapporto ai fondi pensione ovvero all'INPS comporta che una quota significativa del Trattamento di Fine Rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al Trattamento di Fine Rapporto pregresso continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo ipotesi attuariali.
La modifica della natura dell'istituto ha comportato la necessità di provvedere alla rideterminazione del valore del fondo Trattamento di Fine Rapporto pregresso per effetto essenzialmente dell'esclusione dal calcolo attuariale delle ipotesi connesse agli incrementi retributivi e all'aggiornamento delle ipotesi di natura finanziaria. Gli effetti della modifica del valore del Trattamento di Fine Rapporto pregresso rilevati a conto economico ammontano a 32 milioni di euro.

Il fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni accoglie la stima degli oneri, determinati su basi attuariali, relativi ai contributi da corrispondere al fondo integrativo sanitario a beneficio dei dirigenti in servizio e in pensione.
Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano essenzialmente il piano di incentivazione monetaria differita e i premi di anzianità.
I fondi per benefici ai dipendenti valutati applicando tecniche attuariali si analizzano come di seguito indicato:

	31.12.2006			31.12.2007		
(milioni di euro)	TFR	FISDE	Altri	TFR	FISDE	Altri
Obbligazioni all'inizio dell'esercizio	249	42	11	245	42	33
Costo corrente	22		21	6	1	17
Costo per interessi	11	3		9	2	1
Utili/perdite attuariali [a]	(34)	(1)	2	(20)		(1)
Benefici pagati	(19)	(3)	(1)	(23)	(3)	(2)
Altre variazioni	16	1		(30)		1
Obbligazioni alla fine dell'esercizio	245	42	33	187	42	49
Utili/perdite attuariali non rilevate	(14)	2		8	2	
Passività rilevate in bilancio	**231**	**44**	**33**	**195**	**44**	**49**

(a) È indicato l'ammontare comprensivo della quota non rilevata a conto economico.

I costi relativi agli altri benefici riguardano gli incentivi monetari differiti per 16 milioni di euro.
Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Tassi di sconto	4% - 4,5%	4,7% - 5,45%
Tasso tendenziale di crescita dei salari	2,7% - 4%	2,7% - 4%
Tasso di inflazione	2%	2%

25 Passività per imposte differite

Le *passività per imposte differite* di 19 milioni di euro (94 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riguardano esclusivamente l'IRAP e sono di seguito analizzate:

(milioni di euro)	31.12.2006 [a]	31.12.2007
Imposte sul reddito IRAP	208	113
Imposte sul reddito anticipate compensabili IRAP	(114)	(94)
	94	**19**

(a) Il valore delle passività per imposte differite di 110 milioni di euro al 31 dicembre 2006, includeva 16 milioni di euro relativi all'IRES che al 31 dicembre 2007 sono esposti nella voce "Crediti per imposte anticipate".

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato le passività nette per imposte differite IRAP è la seguente:

(milioni di euro)	2006	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	2007
Imposte differite:					
- ammortamenti dedotti in via extracontabile	90	13	(11)	(92)	
- applicazione costo medio ponderato per le rimanenze	72	24	(4)	(5)	87
- plusvalenze e contributi a tassazione differita	2		(1)		1
- differenze su attività materiali ed immateriali	44		(7)	(12)	25
- altre					
	208	**37**	**(23)**	**(109)**	**113**
Imposte anticipate:					
- fondi per rischi ed oneri	(99)	(11)	16	14	(81)
- differenze su attività materiali ed immateriali	(9)	(1)	1	2	(7)
- altre	(5)	(3)	1	1	(6)
	(114)	**(15)**	**18**	**17**	**(94)**
	94	**22**	**(5)**	**(92)**	**19**

Le altre variazioni riguardano essenzialmente lo storno della fiscalità differita relativa agli ammortamenti dedotti extracontabilmente in applicazione della facoltà concessa dalla legge n. 244/2007 (91 milioni di euro).
Nella determinazione del fondo imposte differite non si è tenuto conto della differenza temporanea relativa alle riserve di patrimonio netto in sospensione di imposta perché non ne è prevista la distribuzione.

26 Altre passività

Le *altre passività* di 667 milioni di euro (437 milioni di euro al 31 dicembre 2006) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Imposta sostitutiva		215
Depositi cauzionali	141	183
Altre passività	296	269
	437	**667**

L'imposta sostitutiva di 215 milioni di euro riguarda le quote dell'imposta sostitutiva di cui alla legge n. 244/2007 scadenti oltre l'esercizio.
I depositi cauzionali a lungo termine fanno principalmente riferimento a quelli ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas (157 milioni di euro).
Le altre passività di 269 milioni di euro riguardano le quote di competenza dei futuri esercizi dei proventi relativi ai compensi di carattere pluriennale riconosciuti da: (i) Eni Gas Transport International SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con la Transitgas AG (46% Eni International BV) sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda (87 milioni di euro); (ii) Trans Tunisian Pipeline Co Ltd per la rinegoziazione del contratto passivo di trasporto sul tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria (84 milioni di euro); (iii) la rinegoziazione con la Trans Austria Gasleitung GmbH (89% Eni International BV) del contratto passivo di trasporto gas (57 milioni di euro); (iv) Tamoil Petroli SpA relativamente al contratto pluriennale di lavorazione greggi (35 milioni di euro); (v) British Gas, a titolo di indennizzo a fronte dei maggiori oneri sostenuti per l'assunzione da parte dell'Eni, per il periodo dal 2000 al 2018, di una quota degli impegni di trasporto del gasdotto che collega il Regno Unito e il Belgio di proprietà della Interconnector UK Ltd (6 milioni di euro).
Il valore di mercato delle altre passività non correnti, esclusa l'imposta sostitutiva, è indicato alla nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi di impresa".

27 Patrimonio netto

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2006	Valore al 31.12.2007
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(5.374)	(5.999)
Riserva per acquisto di azioni proprie	7.262	7.207
Altre riserve di capitale:	10.072	10.108
Riserve di rivalutazione:	*9.926*	*9.927*
- legge n. 576/1975	*..*	*1*
- legge n. 72/1983	*3*	*3*
- legge n. 408/1990	*2*	*2*
- legge n. 413/1991	*39*	*39*
- legge n. 342/2000	*9.839*	*9.839*
- legge n. 448/2001	*43*	*43*
Riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993	*84*	*119*
Riserva conferimenti leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986	*62*	*62*
Altre riserve di utili non disponibili:	29	27
Riserva disponibile legge n. 488/1992	*26*	*26*
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	*3*	*1*
Altre riserve di utili disponibili	6.371	8.218
Riserva disponibile	*5.866*	*7.109*
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	*407*	*411*
Riserva art.14 legge n. 342/2000	*74*	*74*
Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983	*19*	*19*
Riserva da avanzo di fusione	*4*	*604*
Riserva art.13 D.Lgs. n. 124/1993	*1*	*1*
Acconto sui dividendi	(2.210)	(2.199)
Utile dell'esercizio	5.821	6.600
	26.935	**28.926**

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2007, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 4.005.358.876 azioni del valore nominale di 1 euro, di cui: (i) n. 813.443.277 azioni, pari al 20,31%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 400.288.338 azioni, pari al 9,99 %, di proprietà della Cassa depositi e prestiti SpA; (iii) n. 348.525.005 azioni, pari all'8,70 %, di proprietà di Eni; (iv) n. 80.267.278 azioni, pari al 2,01% di proprietà del gruppo Barclays Global Investor[2]; (v) n. 2.362.834.978 azioni, pari al 58,99%, di proprietà di altri azionisti.

Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte dalle incorporate Snam SpA, Somicem SpA e Enifin SpA di complessivi 474 milioni di euro e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di 474 milioni di euro concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per la Snam, le riserve di rivalutazione: a) legge n. 576/1975 di 258 milioni di euro, b) legge n. 72/1983 di 70 milioni di euro, c) legge n. 413/1991 di 137 milioni di euro, d) legge n. 342/2000 di 8 milioni di euro; (ii) per la Somicem, la riserva di rivalutazione legge n. 576/1975 di 0,05 milioni di euro; (iii) per l'Enifin SpA, la riserva di rivalutazione legge n. 576/1975 di 0,8 milioni di euro.

(2) Sulla base delle risultanze del libro soci e delle informazioni a disposizione.

Riserva legale

La riserva legale di 959 milioni di euro include la differenza di conversione (132 milioni di euro) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice Civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite. La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 del Codice Civile.

Azioni proprie acquistate

Le azioni proprie acquistate ammontano a 5.999 milioni di euro (5.374 milioni di euro al 31 dicembre 2006) e sono rappresentate da n. 348.525.005 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (n. 324.959.866 azioni al 31 dicembre 2006). Nell'esercizio sono state acquistate n. 27.559.339 azioni del valore nominale di 1 euro, pari allo 0,69% del capitale sociale, per il corrispettivo di 680 milioni di euro (in media 24,694 euro per azione).

L'analisi per anno degli acquisti effettuati dall'inizio del programma di acquisto di azioni proprie è indicata al paragrafo "Azioni proprie e di società controllanti" del capitolo "Compensi e altre informazioni" della Relazione sulla gestione.

Le azioni proprie per 768 milioni di euro (839 milioni di euro al 31 dicembre 2006), rappresentate da n. 35.423.925 azioni ordinarie (n. 40.114.000 azioni ordinarie al 31 dicembre 2006), acquistate al costo medio di 21,668 euro, pari allo 0,88 % del capitale sociale, sono al servizio dei piani di *stock option* 2002-2005 e 2006-2008 (n. 34.521.125 azioni) e di *stock grant* 2003 - 2005 (n. 902.800 azioni).

Il decremento di n. 4.690.075 azioni proprie al servizio dei piani di *stock grant - stock option* si analizza come segue:

	Stock option	*Stock grant*	Totale
Numero azioni al 31 dicembre 2006	**38.240.400**	**1.873.600**	**40.114.000**
- diritti esercitati	(3.028.200)	(966.000)	(3.994.200)
- diritti decaduti	(691.075)	(4.800)	(695.875)
	(3.719.275)	**(970.800)**	**(4.690.075)**
Numero azioni al 31 dicembre 2007	**34.521.125**	**902.800**	**35.423.925**

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di *stock option* e *stock grant* sono fornite al paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" del capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione al bilancio di esercizio.

Riserva per acquisto azioni proprie

La riserva per acquisto azioni proprie di 7.207 milioni di euro è stata costituita dall'Assemblea mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili per essere destinata all'acquisto di azioni proprie avvenuto per 6.193 milioni di euro al 31 dicembre 2007. La riserva è al netto del valore di libro delle azioni proprie cedute/assegnate in esecuzione dei piani di incentivazione dei dirigenti del Gruppo Eni pari a 193 milioni di euro, che tuttavia concorre alla determinazione dell'ammontare complessivo massimo di 7,4 miliardi di euro per il quale è stato autorizzato l'acquisto.

Il decremento di 55 milioni di euro è connesso alle riclassifiche alla "Riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993" (35 milioni di euro), alla "Riserva disponibile" (20 milioni di euro) e alla "Riserva conferimenti legge n. 41/1986" (0,03 milioni di euro) a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2007 di azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni. L'Assemblea del 24 maggio 2007 ha inoltre autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile, a proseguire, per un periodo di 18 mesi dalla data di deliberazione assembleare, nel programma di acquisto di azioni proprie fino a raggiungere il massimo di 400 milioni di azioni del valore nominale di un euro e fino all'ammontare complessivo massimo di 7,4 miliardi e per prezzo non inferiore al loro valore nominale e non superiore del 5% rispetto al prezzo di riferimento registrato nel giorno di borsa precedente ogni singolo acquisto.

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di 10.108 milioni di euro riguardano:

- *riserve di rivalutazione*: 9.927 milioni di euro. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (8.001 milioni di euro) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES;
- *riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993*: 119 milioni di euro con un incremento di 35 milioni di euro dovuto alla riclassifica dalla "Riserva per acquisto azioni proprie" a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2007 di azioni

proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2000 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola parte a "Riserva per acquisto azioni proprie" (3.389 milioni di euro) e parte a "Riserva legale" (437 milioni di euro);

- *riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986*: 62 milioni di euro. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'economia e delle finanze sulla base delle leggi citate che hanno autorizzato l'Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (leggi nn. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato. La riserva conferimenti legge n. 41/1986 si è incrementata di 0,03 milioni di euro a seguito della riclassifica dalla "Riserva per acquisto azioni proprie" a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2007 di azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni.

Altre riserve di utili non disponibili

Le altre riserve di utili non disponibili di 27 milioni di euro riguardano:

- *riserva disponibile legge 488/1992*: 26 milioni di euro. Tale riserva è vincolata al fine di ottenere le agevolazioni finanziarie previste dalla legge n. 488/1992 relativa al progetto di ammodernamento raffineria di Taranto. La riserva è disponibile per la sola copertura perdite;
- *riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986*: 1 milione di euro. Tale riserva è vincolata per un importo corrispondente alle quote residue di ammortamento dei beni cui i contributi si riferiscono (v. "Altre riserve di utili disponibili - Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite.

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili 8.218 milioni di euro riguardano:

- *riserva disponibile*: 7.109 milioni di euro con un incremento di 1.243 milioni di euro dovuto essenzialmente: (i) all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2006 di 1.227 milioni di euro; (ii) alla riclassifica dalla "Riserva per acquisto azioni proprie" di 20 milioni di euro a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2007 di azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni; (iii) all'imputazione di 18 milioni di euro in contropartita al conto economico del costo di competenza di esercizio delle *stock option* e delle *stock grant* assegnate nel periodo 2004-2007; (iv) alla differenza positiva di 9 milioni di euro realizzata tra il valore di carico delle azioni proprie cedute e il prezzo di esercizio delle *stock option* esercitate nel corso del 2007 da parte dei dirigenti del Gruppo Eni. Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dal disavanzo di fusione di 22 milioni di euro relativo all'incorporazione della Napoletana Gas Clienti SpA;
- *riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986*: 411 milioni di euro. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (43 milioni di euro); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo. Tale riserva aumenta di 4 milioni di euro per la liberazione della parte vincolata a seguito dell'ammortamento dei beni cui i contributi si riferiscono (2 milioni di euro) e per la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dall'ultimo bilancio della società incorporata Siciliana Gas Clienti SpA (2 milioni di euro);
- *riserva art. 14 legge n. 342/2000*: 74 milioni di euro. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- *riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983*: 19 milioni di euro. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- *riserva da avanzo di fusione*: 604 milioni di euro. Accoglie l'avanzo di fusione che residua dopo la ricostituzione delle riserve in sospensione d'imposta risultanti dal bilancio al 31 dicembre 2003 della incorporata EniData (4 milioni di euro); dal bilancio al 31 dicembre 2006 della incorporata Enifin (143 milioni di euro) e dell'Eni Portugal Investment (444 milioni di euro); dal patrimonio netto al 30 giugno 2007 della Siciliana Gas Clienti SpA (13 milioni di euro) effettuata in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986 e in applicazione dei criteri previsti dal comma 6 dello stesso articolo; alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;

- *riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993:* 1 milione di euro. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a 0,5, 0,2 e 0,06, 0,006 e 0,006 milioni di euro la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie e Enifin. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

Acconto sui dividendi

L'acconto sul dividendo di 2.199 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2007 di 0,60 euro per azione deliberato il 20 settembre 2007 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-*bis*, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 25 ottobre 2007.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziate imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso le imposte potenziali dovute sarebbero pari a 1.210 milioni di euro.

Le riserve che possono essere vincolate a fronte di rettifiche di valore e accantonamenti dedotti ai fini fiscali ammontano a 15.363 milioni di euro e riguardano essenzialmente la riserva disponibile (7,1 miliardi di euro) la riserva per acquisto di azioni proprie (6,5 miliardi di euro)[3], la riserva da avanzo di fusione (0,6 miliardi di euro) e la riserva legale (1 miliardo di euro). Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a 7,9 miliardi di euro e riguardano in particolare la riserva disponibile e la riserva da avanzo di fusione.

28 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di 50.162 milioni di euro (46.783 milioni di euro al 31 dicembre 2006) si analizzano come segue:

	31.12.2006			31.12.2007 (a)		
(milioni di euro)	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate	7.891	31.315	39.206	15.055	27.204	42.259
Imprese collegate e a controllo congiunto	5.799	887	6.686	5.989	897	6.886
Proprio		485	485		792	792
Altri		406	406		225	225
Totale	**13.690**	**33.093**	**46.783**	**21.044**	**29.167**	**50.162**

(a) A seguito della fusione dell'Enifin SpA, i rapporti di garanzia tra Eni e la società incorporata non sono più validi e pertanto sono eliminati. Ad esempio, si sono estinte le garanzie rilasciate nell'interesse di Enifin SpA a favore di banche per affidamenti alla stessa concessi (22.290 milioni di euro al 31 dicembre 2006). Per effetto dell'operazione sopra descritta e in coerenza con le attività svolte dalla Società, le garanzie rivenienti dalla fusione di Enifin sono state attribuite alla Corporate.

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate* di 15.055 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 14.979 milioni di euro le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, essenzialmente a eseguire investimenti per un livello minimo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 ammonta a 11.026 milioni di euro;
- per 41 milioni di euro le fidejussioni concesse a favore della BEI a fronte di finanziamenti concessi alla Snam Rete Gas SpA (50,04% Eni). Al 31 dicembre 2007 l'impegno effettivo è nullo;
- per 35 milioni di euro le fidejussioni prestate a garanzie degli impegni contrattuali assunti essenzialmente dalla Syndial SpA.

(3) Il vincolo di cui all'art. 109, comma 4, lettera b) del D.P.R. n. 917/1986 già apposto (0,7 miliardi di euro) è stato attribuito idealmente alla riserva per azioni proprie in portafoglio.

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto* di 5.989 milioni di euro sono relative essenzialmente:
- per 5.870 milioni di euro la fidejussione prestata alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 ammonta a 770 milioni di euro. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate da Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate;
- per 119 milioni di euro la fidejussione prestata a favore di Eni Coordination Center SA per un finanziamento a lungo termine concesso alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 ammonta a 44 milioni di euro.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate* di 27.204 milioni di euro riguardano essenzialmente:
- per 10.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA a fronte del programma di emissione di "*Medium Term Notes*". Al 31 dicembre 2007 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA ammonta a 1.849 milioni di euro;
- per 4.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA a fronte del programma di emissione di *Euro Commercial Paper*, fino a un massimo di 4.000 milioni di euro. Al 31 dicembre 2007 l'impegno effettivo è di 3.210 milioni di euro;
- per 3.669 milioni di euro, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria & Costruzioni (2.388 milioni di euro), Refining & Marketing (700 milioni di euro), Altre attività e società finanziarie (391 milioni di euro), Gas & Power (166 milioni di euro) e Petrolchimica (23 milioni di euro) e da questi manlevate a favore di Eni. Al 31 dicembre 2007 l'impegno effettivo è di 3.573 milioni di euro;
- per 3.231 milioni di euro, la garanzia prestata a favore della Dominion Resources a copertura degli impegni assunti da Eni Petroleum Co. Inc. (63,86% Eni; 36,14% Eni International BV) con la firma del contratto di acquisizione delle attività *upstream* nel Golfo del Messico. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 è pari al valore nominale;
- per 3.154 milioni di euro le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 ammonta a 3.067 milioni di euro;
- per 1.257 milioni di euro le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato per i rimborsi IVA;
- per 951 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing LLC (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing LLC. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 100% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 è pari al valore nominale;
- per 268 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Mol Plc nell'interesse di Tigáz Zrt (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento del gas acquistato da Tigáz Zrt dal fornitore Mol Plc. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 è pari a 134 milioni di euro;
- per 259 milioni di euro, i contratti di riassicurazione nell'interesse di Eni Insurance Ltd a favore di imprese assicuratrici a seguito di acquisizione in riassicurazione delle coperture finanziarie emesse da queste ultime a favore di imprese del gruppo;
- per 241 milioni di euro le garanzie concesse a favore di terzi in relazione agli impegni assunti dalla Singea SpA in liquidazione (incorporata dalla Syndial nel 2002) per la cessione della PortoVesme Srl;
- per 55 milioni di euro la responsabilità in solido di Eni SpA nei confronti dell'Amministrazione finanziaria dello Stato, in base alla legge n. 549/1995, derivante dall'acquisto a norma dell'articolo 43-ter del D.P.R. 29 settembre 1973, n. 602 di crediti IRPEG da imprese controllate che si sono impegnate a tenere indenne l'Eni da qualsiasi atto dell'Amministrazione finanziaria (in particolare Stoccaggi Gas Italia SpA, 28 milioni di euro, Snam Rete Gas SpA, 13 milioni di euro, Snamprogetti SpA, 9 milioni di euro);
- per 50 milioni di euro le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse dell'Agip Française SA (99,99% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 ammonta a 25 milioni di euro;
- per 29 milioni di euro garanzie rilasciate a favore di Ceska Rafinerska AS nell'interesse dell'Agip Ceska Republika s.r.o. (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore dell'Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 è pari al valore nominale;
- per 26 milioni di euro la garanzia prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline LLC nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni Petroleum Co Inc) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 è pari al valore nominale.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto* di 897 milioni di euro riguardano essenzialmente:
- per 677 milioni di euro la garanzia prestata a favore del consorzio internazionale di banche in relazione alla concessione di un finanziamento alla Blue Stream Pipeline Company BV (50% Eni International BV). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 ammonta a 368 milioni di euro;
- per 71 milioni di euro le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato per i rimborsi IVA;
- le controgaranzie di *performance* di 61 milioni di euro, rilasciate a favore di Unión Fenosa SA e nell'interesse di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 corrisponde al valore nominale;
- le lettere di *patronage* di 60 milioni di euro rilasciate a favore di banche in relazione alla concessione di finanziamenti alla Raffineria di Milazzo ScpA (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 è pari al valore nominale;
- per 15 milioni di euro, le garanzie prestate a terzi e a società consolidate a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria & Costruzioni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 è pari al valore nominale;
- la lettera di *patronage* di 13 milioni di euro (definita nell'ambito dell'operazione di scissione parziale dell'Italgas SpA), rilasciata a fronte dell'ammontare garantito dalla controllata Italgas SpA in favore di banche a fronte di finanziamenti a lungo termine concessi alla Setgas SA. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 è pari al valore nominale.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio* di 792 milioni di euro riguardano essenzialmente:
- le manleve a favore di banche (587 milioni di euro) a fronte delle fidejussioni da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura. L'impegno effettivo è pari a 574 milioni di euro;
- la manleva a favore della Fortis Bank SA/NV di 200 milioni di euro a fronte della garanzia da questa rilasciata a favore della Commissione Europea in relazione alla ammenda inflitta dalla stessa per possibili violazioni della normativa antitrust connesse al settore degli elastomeri, avverso la quale Eni ha proposto ricorso avanti al Tribunale di primo grado CE[4]. L'impegno effettivo è pari al valore nominale.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri* di 225 milioni di euro riguardano essenzialmente:
- per 204 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service LLC (13,6% Eni) per 300 milioni di dollari a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2007 è pari al valore nominale.

Impegni e rischi

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Impegni [a]		
Altri	205	197
	205	**197**
Rischi	**123**	**139**
	328	**336**

(a) A seguito dell'adozione dei principi contabili internazionali *IFRS*, gli impegni relativi ai contratti derivati sono esposti nelle note n. 7 e 21 e l'informativa sui beni in *leasing* operativo è esposta nella nota n. 30 delle Note al bilancio di esercizio.

Gli *altri impegni* di 197 milioni di euro riguardano essenzialmente l'impegno derivante dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi. Al 31 dicembre 2007 l'impegno massimo, anche per conto del *partner* Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in 177 milioni di euro (102 milioni di euro in quota Eni, di cui 63 milioni di euro come anticipazione finanziaria sulle *royalty* dovute sulla futura produzione e 39 milioni di euro come impegno economico).
I *rischi* di 139 milioni di euro riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

(4) Informazioni sulla sanzione sono fornite nel capitolo "Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato.

Gestione dei rischi d'impresa

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e, con le specifiche di seguito indicate, attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle *commodity*; (ii) il rischio credito derivante dalla possibilità di *default* di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine. Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia alla nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi d'impresa" delle Note al bilancio consolidato.

Nel corso dell'esercizio sono state emesse le nuove "Linee Guida Eni in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari" con l'obiettivo di realizzare un testo unitario dedicato alla trattazione organica e coordinata delle *policy* in materia di rischi finanziari, al fine di permettere una più agevole comunicazione, consultazione e manutenzione delle stesse. Le nuove "Linee Guida" tengono conto dei cambiamenti di struttura organizzativa intervenuti (incorporazione di Enifin dal 1° gennaio 2007, costituzione dell'Eni Trading & Shipping SpA) e delle esigenze di integrazioni relative ad alcune tipologie di rischio.

Rischio mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse, o dei prezzi delle *commodity*, possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee Guida" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (la Direzione Finanza di Eni Corporate, Eni Coordination Center SA e Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "*Concentration Risk*") e, limitatamente alle attività in derivati su *commodity*, Eni Trading & Shipping SpA. In particolare Eni e Eni Coordination Center SA garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere del Gruppo, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; in Eni sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari del Gruppo, nonché la negoziazione dei certificati di *emission trading*. Il rischio di prezzo delle *commodity* è gestito dalle singole unità di *business* ed Eni Trading & Shipping SpA assicura la negoziazione dei derivati di copertura.

I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio *commodity*; è fatto divieto alle Divisioni e Società del Gruppo di richiedere l'esecuzione di operazioni in strumenti derivati aventi finalità speculative.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla fissazione di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di *Value at Risk* (*VaR*), metodo che valuta i rischi nella prospettiva del valore economico indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio a seguito di variazioni dei fattori di mercato tenuto conto della correlazione delle variazioni di valore degli strumenti che compongono il portafoglio.

Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e rischio di cambio, i limiti di *VaR* sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa, che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio del Gruppo. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base ad un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio.

Per quanto riguarda il rischio *commodity*, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "*core*" e al perseguimento degli obiettivi relativi ai margini industriali. Anche in questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di *VaR* con riferimento all'esposizione commerciale, mentre l'esposizione strategica al rischio, che è intrinseca al *business*, è monitorata anch'essa attraverso il *VaR* ma non è oggetto di sistematica attività di copertura con strumenti finanziari derivati. Pertanto Eni valuta l'opportunità di mitigare l'esposizione al rischio *commodity* mediante il ricorso ad appropriati strumenti derivati di copertura in relazione alle singole operazioni di acquisto di riserve finalizzate al perseguimento di obiettivi di crescita o come parte della gestione ordinaria del portafoglio.

I limiti di *VaR* per il rischio *commodity* di natura commerciale sono assegnati alle singole unità di *business*; Eni Trading & Shipping SpA, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività, accentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle Divisioni e Società del Gruppo.

Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui *policy* di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo). In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è la minimizzazione del rischio cambio economico e transattivo; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di *business* coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua. A questo scopo vengono impiegate diverse tipologie di contratti derivati (in particolare *swap* e *forward*, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari info-provider. Il *VaR* derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa posizioni a rischio tasso di cambio del Gruppo viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio di tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è la minimizzazione del rischio di tasso d'interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni del Gruppo e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare *Interest Rate Swap*, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il *VaR* derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio commodity

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è l'ottimizzazione delle attività "*core*" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio *commodity* derivante dall'esposizione commerciale Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (*futures*) e strumenti derivati *Over The Counter* (in particolare *swap*, *forward*, *Contracts For Differences* e *option*) con sottostante greggio, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata basandosi su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*, oppure, laddove esse non siano disponibili, da appropriate tecniche di valutazione. Il *VaR* derivante dalle posizioni delle *Business Unit* esposte a rischio *commodity* viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% ed un *holding period* di un giorno.

La seguente tabella riporta, per quanto attiene ai rischi di tasso di interesse e di cambio, i valori registrati nell'esercizio dalla Struttura operativa centralizzata della Finanza Eni Corporate in termini di *VaR* (raffrontati con quelli dell'esercizio precedente, che erano in capo ad Enifin); per quanto attiene al rischio *commodity* sono riportati i valori di *VaR* registrati dalle Divisioni di Eni SpA (tenuto conto della valuta utilizzata per la valorizzazione di mercato dei prodotti petroliferi, i valori *VaR* delle *commodity* sono espressi in dollari USA).

In considerazione del modello di finanza centralizzata sopra descritto che è basato, oltre che sulla Finanza Eni Corporate, anche sulle altre Strutture di Finanza Operativa (Eni Coordination Centre e Banque Eni) e su Eni Trading & Shipping per i derivati su *commodity*, per una analisi complessiva del rischio in termini di *VaR* si rinvia a quanto indicato alla nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi d'impresa" delle Note al bilancio consolidato.

(*Value at Risk* - approccio parametrico varianze/covarianze; *holding period*: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

	2006				2007			
(milioni di euro)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse	0,96	0,06	0,37	0,68	3,98	0,13	0,56	2,55
Tasso di cambio	0,85	0,01	0,17	0,17	0,44	0,01	0,11	0,10

(*Value at Risk* - approccio simulazione storica; *holding period*: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2006				2007			
(milioni di dollari)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area *oil*, prodotti	16,16	3,66	7,70	6,72	18,02	1,49	5,96	6,52
Area Gas & Power	42,15	17,18	27,15	21,16	54,20	18,66	32,49	24,82

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. L'esposizione massima al rischio di credito è espressa dal valore di iscrizione delle attività finanziarie.
La gestione del credito commerciale è affidata alla responsabilità delle unità di *business* sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei *partner* commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso.
Il monitoraggio delle posizioni di rischio di credito commerciale connesso al normale svolgimento delle attività è assicurato centralmente da Eni che definisce le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente a livello di Gruppo. In particolare, viene controllato il rischio derivante dalle esposizioni su controparti *multibusiness* o con esposizioni superiori alla soglia di rilevanza, attraverso l'uso di *score* rappresentativi dei livelli di rischio.
Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità e dalle posizioni in contratti derivati, l'identificazione delle controparti fa riferimento alle sopra indicate "Linee Guida", in base alle quali sono state definite le caratteristiche, basate principalmente sul *rating*, dei soggetti idonei ad essere controparte nelle transazioni finanziarie.
L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti.
Al 31 dicembre 2007 e 2006 non vi sono concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio liquidità

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che, a causa dell'incapacità di reperire nuovi fondi (*funding liquidity risk*) o di liquidare attività sul mercato (*asset liquidity risk*), l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento, determinando un impatto sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio l'attività aziendale. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di *business* e con i limiti definiti (in termini di livello percentuale massimo di *leverage* e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a m/l termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a m/l termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per l'intero Gruppo, minimizzando il relativo costo opportunità, e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito.
Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha accesso ad un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi, e coordina a livello accentrato i rapporti con le controparti bancarie. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie. Le *policy* sono orientate, oltre che a garantire risorse finanziarie disponibili sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, anche ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo di Eni; ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito, attraverso una struttura adeguata degli affidamenti (in particolare con linee bancarie *committed*) e/o la creazione di riserve di liquidità.

Le passività finanziarie a lungo termine non attualizzate, comprensive delle quote a breve termine e della quota interessi da pagare sulla base delle condizioni contrattuali in essere al 31 dicembre 2007, si analizzano per scadenza come segue:

	Anni di scadenza					
(milioni di euro)	2008	2009	2010	2011	2012	Oltre
Passività finanziarie a lungo termine comprensive delle quote a breve termine	579	632	1.218	477	4.383	3.577
Totale	**579**	**632**	**1.218**	**477**	**4.383**	**3.577**

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali sono di seguito illustrati:

	31.12.2007		
(milioni di euro)	valore di iscrizione	conto economico	patrimonio netto
Strumenti finanziari di negoziazione:			
- Strumenti derivati non di copertura	(1.489)	(1.473)	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:			
- Titoli	20		
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato			
- Crediti commerciali e altri crediti	8.051	(132)	
- Crediti finanziari	14.931	1.998	
- Debiti commerciali e altri debiti	(6.752)	153	
- Debiti finanziari	(8.666)	(1860)	

Valore di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, l'impresa utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Le informazioni concernenti il valore di mercato degli strumenti finanziari dell'impresa sono riportate di seguito:

- *Crediti commerciali e altri crediti*: il valore di mercato dei crediti commerciali e altri crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- *Titoli iscritti nelle attività non correnti*: il valore di mercato dei titoli non correnti, classificati come da mantenersi fino a scadenza, è stimato sulla base delle quotazioni di mercato;
- *Altre attività finanziarie non correnti*: il valore di mercato delle altre attività finanziarie non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- *Altre attività non correnti*: il valore di mercato delle altre attività finanziarie non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- *Debiti commerciali e altri debiti:* il valore di mercato dei debiti commerciali e altri debiti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- *Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine*: il valore di mercato delle passività finanziarie esigibili oltre l'esercizio successivo, inclusa la quota a breve, è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- *Altre passività non correnti:* il valore di mercato delle altre passività non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

	31.12.2006		31.12.2007	
(milioni di euro)	valore contabile	valore di mercato	valore contabile	valore di mercato
Crediti commerciali e altri crediti esigibili oltre l'esercizio successivo			25	25
Titoli iscritti nelle attività non correnti	20	20	20	20
Altre attività finanziarie non correnti	21	21	7.626	7.626
Altre attività non correnti	79	79	92	92
Debiti commerciali e altri debiti esigibili oltre l'esercizio successivo	29	29	23	23
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.431	2.447	8.666	8.716
Altre passività non correnti	437	437	452	452

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, l'impresa ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia alla nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato.

Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono cl di *take or pay*, sono indicati nell'"Andamento operativo – Gas & Power – Quadro normativo" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di *ship or pay*, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- l'impegno assunto da Eni nella Convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la Treno Alta Velocità TAV SpA e il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due di dare la propria disponibilità a garantire la buona esecuzione della progettazione e della realizzazione delle opere affidate al Consorzio, garantendo perciò a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella Convenzione e nell'Atto Integrativo e in ogni atto aggiuntivo, *addendum* e/o modifica o integrazione. Il Regolamento del Consorzio obbliga i consorziati a rilasciare le manleve e le garanzie negli stessi termini del CEPAV Uno;
- l'impegno derivante dalla garanzia di 226 milioni di euro rilasciata a favore di Cameron LNG nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni Petroleum Co Inc) a fronte del contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005. La garanzia, sottoposta a clausola sospensiva, avrà efficacia dal momento dell'avvio del servizio di rigassificazione previsto in una data compresa tra il 1° ottobre 2008 e il 30 giugno 2009;
- l'impegno a rilasciare una *Parent Company Guarantee* a copertura dell'obbligo di Eni USA Gas Marketing (garantito) di pagamento dei corrispettivi dovuti per l'acquisizione del gas. La garanzia dovrà essere rilasciata al momento dell'entrata in vigore del contratto (previsto per il 1° maggio 2011) ed avrà la durata minima di un anno con esposizione massima determinata su base annuale in funzione del prezzo del gas nel periodo di riferimento. L'importo stimato per il primo anno è di 400 milioni di US dollari. Alla fine di ciascun anno, a meno di miglioramento nella consistenza patrimoniale di Eni USA Gas Marketing, la garanzia dovrà essere rinnovata per l'anno successivo fino alla fine del contratto sottostante previsto per il 2031 con nuova determinazione dell'importo ad oggi non quantificabile poiché dipendente dall'andamento del prezzo del gas;
- le garanzie rilasciate a favore di Syndial SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le *Parent Company Guarantee* rilasciate nell'interesse di Eni Insurance Ltd a seguito del trasferimento del portafoglio della Padana Assicurazioni a Eni Insurance Ltd a favore di Oil Insurance Limited - Bermuda;
- le *Parent Company Guarantee* rilasciate nell'interesse di imprese controllate aggiudicatarie di appalti in caso di inadempienza dell'obbligazione contrattuale consistente nell'obbligo di fare. A fronte delle stesse, Eni ha ricevuto manleve dalle imprese che la tengono indenne da ogni responsabilità che possa derivare dalle loro prestazioni;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "*beneficiation*" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le autorità locali svizzere, austriache e tedesche assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio dei tratti svizzero (Oleodotto del Reno SA - 100% Syndial SpA), austriaco (Rheinische Ölleitungs GmbH - 100% Oleodotto del Reno SA) e tedesco (Agip Deutschland GmbH - 94,90% Eni International BV) dell'oleodotto;
- l'impegno assunto da Eni con Transitgas AG (45,99% Eni International BV) e con terzi, in qualità di coobligata di Eni Gas Transport International SA (100% Eni International BV), per eventuali inadempienze di quest'ultima alle obbligazioni derivanti dai contratti ad essa ceduti nel novembre 2003 riguardanti l'utilizzo e vendita di capacità di trasporto, nonché dall'attività di gestione del gasdotto Transitgas;
- l'impegno assunto da Eni con Tenp KG (49% Eni G&P GmbH) e con terzi, in qualità di coobbligata di Eni Gas Transport Deutschland (100% Eni SpA), per eventuali inadempienze di quest'ultima alle obbligazioni derivanti dai contratti a essa ceduti nel novembre 2005 riguardanti l'utilizzo e la vendita di capacità di trasporto, nonché l'attività di gestione del gasdotto TENP;

-gli impegni derivanti dalle "*Letter of Undertaking*" sottoscritte da Eni e OMV a seguito del contratto di finanziamento richiesto da TAG GmbH alla ING. Bank N.V. Gli impegni assunti dai due *partner* si configurano come segue: (i) impegno a non modificare o recedere anticipatamente dal contratto pluriennale di *ship or pay* con TAG; (ii) impegno a non cedere la partecipazione azionaria o parte di essa, fatti salvi i provvedimenti a forza di legge, e a non modificare le intese sottoscritte tra Eni e OMV; (iii) impegno a versare i corrispettivi per il servizio di trasporto erogato da TAG;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unión Fenosa Gas SA a favore di Unión Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del gruppo Unión Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unión Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003;
- le garanzie rilasciate a favore di Asio Srl nei contratti di vendita alla medesima di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- la manleva rilasciata nel 2003, valida fino al 30 giugno 2013, a favore dell'Ente Autonomo Fiera Internazionale di Milano in relazione alla vendita del complesso immobiliare ubicato nel comune di Rho denominato "area ex raffineria Agip", per qualsiasi danno causato a terzi dalla presenza di sostanze inquinanti, oltre i limiti previsti dal progetto di bonifica, negli appezzamenti di terreno e nelle falde oggetto di cessione;
- gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:
  - ramo di azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas" da Eni a Snam Rete Gas SpA; decorrenza 1° luglio 2001;
  - rami d'azienda "Stoccaggi gas" e "Centrali di compressione", da Eni alla Stoccaggi Gas Italia SpA; decorrenza 31 ottobre 2001;
  - ramo d'azienda "Trasporto di GNL" da Eni alla LNG Shipping SpA; decorrenza 1° gennaio 2002;
  - ramo d'azienda "Tanker" da Eni alla Carbofin Energia Trasporti SpA; decorrenza 30 settembre 2003;
  - ramo d'azienda "Ramo Clienti" da Eni all'Acam Clienti SpA; decorrenza 28 febbraio 2005;
  - ramo d'azienda "Trasporto Estero Germania" da Eni a Eni Gas Transport Deutschland SpA; decorrenza 16 novembre 2005;
  - ramo d'azienda "Sistema di Trasporto Greggio Viggiano-Taranto" da Eni alla Società Oleodotti Meridionali – SOM SpA; decorrenza 11 dicembre 2006.

Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia alla nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di *Emission Trading* (ETS), operativo dal 1° gennaio 2005, il decreto 24 febbraio 2006 del Ministro dell'Ambiente ha assegnato a Eni permessi di emissione pari a 16,1 milioni di tonnellate di CO_2 per il triennio 2005-2007 (circa 5,4 milioni di tonnellate per ogni anno del triennio). A seguito della realizzazione dei progetti di riduzione delle emissioni, in particolare per la cogenerazione di energia elettrica e vapore con cicli combinati ad alta efficienza nelle raffinerie, nell'esercizio 2007 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni incluse nel decreto sono risultate, complessivamente, inferiori rispetto ai permessi di emissione assegnati.

29 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

Ricavi della gestione caratteristica

I *ricavi della gestione caratteristica* di 47.810 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	53.005	47.808
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	(14)	7
Variazione delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	(4)	(5)
	52.987	**47.810**

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di 47.808 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007
Gas naturale e GPL	20.446	18.316
Prodotti petroliferi	18.795	17.698
Greggi	12.676	7.970
Energia elettrica e *utility*	25	2.715
Vettoriamento gas su tratte estere	151	159
Gestione sviluppo sistemi informatici	83	59
Gestione energia	38	35
Altre vendite e prestazioni	791	856
	53.005	**47.808**

I ricavi da vendita di gas naturale e GPL (18.316 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite di gas in Italia per 15.193 milioni di euro (56,09 miliardi di metri cubi), le vendite di gas naturale all'estero per 2.525 milioni di euro (11,84 miliardi di metri cubi) e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita per 598 milioni di euro.

I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (17.698 milioni di euro) riguardano le vendite a società controllate e collegate in Italia e all'estero (5.909 milioni di euro), in particolare ad AgipFuel SpA (2.438 milioni di euro), le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione in Italia (5.624 milioni di euro), le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti (2.878 milioni di euro), le vendite sul mercato internazionale e per l'ottimizzazione dei *surplus* di raffineria (1.379 milioni di euro), le vendite per combustibile navi e avio (1.908 milioni di euro).

I ricavi da vendita di greggi (7.970 milioni di euro) riguardano le vendite di greggi derivanti sia dalle disponibilità produttive di Gruppo non assorbite dal sistema di raffinazione in Italia sia dall'attività di commercializzazione (v. il capitolo della relazione sulla gestione "Andamento operativo - Divisione Refining & Marketing - Approvvigionamento e commercializzazione").

I ricavi da energia elettrica e *utility* (2.715 milioni di euro) subiscono un forte aumento rispetto all'esercizio 2006 per effetto della scissione del ramo d'azienda "Attività di commercializzazione, *trading* e *risk management*" di EniPower SpA in favore di Eni SpA e riguardano le vendite di energia elettrica e *utility* a terzi (2.207 milioni di euro) e a società controllate e collegate in Italia (508 milioni di euro).

I ricavi da vettoriamento gas su tratte estere (159 milioni di euro) riguardano i corrispettivi della cessione di diritti sulla capacità di trasporto di gasdotti all'estero.

I ricavi derivanti dalla gestione e dallo sviluppo dei sistemi informatici (59 milioni di euro) riguardano le attività di gestione e di presidio dei sistemi informativi nonché le attività di progettazione e realizzazione di sistemi informatici per le società del Gruppo.

I ricavi derivanti dall'attività di gestione energia (35 milioni di euro) riguardano la gestione di impianti di riscaldamento.

Le altre vendite e prestazioni (856 milioni di euro) riguardano principalmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (403 milioni di euro), il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le raffinerie di Eni (77 milioni di euro), i riaddebiti di gas alle società di trasporto (55 milioni di euro), le prestazioni di magazzinaggio e bunkeraggi (61 milioni di euro) e di trasporto (31 milioni di euro).

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci che sono rilevate nelle voci di costo corrispondenti:

(milioni di euro)	2006	2007
Accise	(10.210)	(9.801)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi	(2.346)	(2.300)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito	(1.475)	(1.502)
Prestazioni fatturate a *partner* per attività in *joint venture*	(132)	(98)
	(14.163)	**(13.701)**

I ricavi della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 34 "Informazioni per settore di attività e per area geografica".

Altri ricavi e proventi

Gli *altri ricavi e proventi* di 168 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007
Locazioni, affitti e noleggi	75	65
Proventi per attività in *joint venture*	38	36
Emission Trading		5
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	11	7
Altri proventi	62	55
	186	**168**

Gli altri ricavi e proventi sono analizzati nel capitolo "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli *acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi* di 42.706 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	41.352	34.846
Costi per servizi	6.379	7.045
Costi per godimento di beni di terzi	570	624
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	275	198
Variazione rimanenze	(534)	(211)
Altri oneri	206	204
	48.248	**42.706**

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci di 34.846 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2006	2007
Materie prime e sussidiarie	22.078	18.018
Gas naturale	13.930	12.193
Prodotti	3.654	2.755
Semilavorati	1.579	1.773
Materiali e materie di consumo	445	329
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(324)	(212)
Ricavi recuperi da *partner* quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(10)	(10)
	41.352	**34.846**

I costi per materie prime e sussidiarie riguardano essenzialmente l'acquisto di greggio; i costi dei prodotti riguardano principalmente l'acquisto di prodotti petroliferi; i costi per semilavorati riguardano principalmente l'acquisto di nafta.

I costi per servizi di 7.045 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2006	2007
Trasporto e distribuzione di gas naturale	2.656	2.610
Compensi di lavorazione	837	822
Progettazione e direzione lavori	366	619
Tolling fee per contratto d'affitto ramo Power		494
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	393	447
Trasporti e movimentazioni	472	417
Trasporto e distribuzione di energia elettrica		356
Manutenzioni	312	330
Costi di vendita diversi	327	327
Consulenze e prestazioni professionali	196	251
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	216	215
Servizi di modulazione e stoccaggio	259	206
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	108	159
Viaggi, missioni e altri	111	124
Postali, telefoniche e ponti radio	94	107
Magazzinaggi, transiti e depositi	96	83
Servizi portuali e aeroportuali	68	57
Somministrazioni diverse	199	52
Servizi amministrativi	52	52
Servizi trattamento rifiuti	43	41
Assicurazioni	50	38
Servizi protezione acque	43	38
Lettura contatori, recapito ed esazione bollette e altri costi di vendita diversi	20	24
Servizi ambientali	26	25
Servizi di vigilanza e guardiania	21	19
Servizi di rigassificazione	17	12
Altri	159	195
	7.141	**8.120**
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(678)	(989)
Ricavi recuperi da *partner* quota costi per servizi	(84)	(86)
	6.379	**7.045**

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale, ammontano a 121 milioni di euro.

I costi per godimento di beni di terzi di 624 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2006	2007
Canoni per beni in *leasing* operativo	316	290
Royalties su prodotti estratti	163	186
Noleggi	84	125
Canoni per brevetti, licenze e concessioni	24	32
	587	633
a dedurre:		
Costi per godimento di beni di terzi per investimenti	(14)	(7)
Ricavi recuperi da *partner* quota costi godimento di beni di terzi	(3)	(2)
	570	**624**

I canoni relativi a *leasing* operativi ammontano a 290 milioni di euro. I canoni per contratti di *leasing* non annullabili ammontano a 191 milioni di euro. I canoni minimi futuri per anno e per tipologia di contratto non annullabile si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Totale	Primo anno	Secondo anno	Terzo anno	Quarto anno	Quinto anno	Oltre 5 anni
Immobili per uffici	**366**	74	64	54	54	54	66
Altri	**49**	22	17	9	1		
Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di *leasing* non annullabili	**415**	**96**	**81**	**63**	**55**	**54**	**66**

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri di 198 milioni di euro riguardano principalmente gli accantonamenti a fronte di probabili oneri su approvvigionamenti e accantonamenti ai fondi rischi ed oneri ambientali, parzialmente compensati da alcuni utilizzi di fondi per esuberanza.
Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 23 cui si rinvia.

La variazione positiva delle rimanenze di 211 milioni di euro riguarda essenzialmente il maggior valore delle scorte di greggi e prodotti petroliferi per effetto dell'incremento dei prezzi, in parte assorbito dalla diminuzione delle quantità di gas.

Gli altri oneri di 205 milioni di euro riguardano in particolare le imposte indirette e tasse (77 milioni di euro), l'accantonamento netto al fondo svalutazione crediti commerciali e diversi (28 milioni di euro) e le perdite su crediti commerciali (17 milioni di euro).

Costo lavoro

Il *costo lavoro* si analizza come segue:

(milioni di euro)	2006	2007
Salari e stipendi	652	688
Oneri sociali	204	209
Oneri per programmi a benefici definiti e a contributi definiti	72	44
Costi personale in comando	16	38
Altri costi	109	89
	1.053	**1.068**
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(73)	(72)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(45)	(43)
- ricavi recuperi da *partner* quota costo lavoro	(3)	(3)
	932	**950**

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

	31.12.2006	31.12.2007
Dirigenti	538	623
Quadri	3.416	3.770
Impiegati	6.173	6.471
Operai	1.539	1.540
	11.666	12.404

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media determinata sulla base delle risultanze mensili dei dipendenti per categoria.

I costi per il personale includono il costo di competenza dell'esercizio relativo ai piani di *stock grant* e *stock option* di 16 milioni di euro in applicazione dei piani di incentivazione dei dirigenti.

Al 31 dicembre 2007 rimangono in essere impegni di assegnazione a titolo gratuito per n. 902.800 azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro. Gli impegni riguardano l'assegnazione 2003 per n. 2.500 azioni con un *fair value* di 11,20 euro per azione, l'assegnazione 2004 per n. 1.700 azioni con un *fair value* di 14,57 euro per azione e l'assegnazione 2005 per n. 898.600 azioni con un *fair value* di 20,08 euro per azione.
Al 31 dicembre 2007 sono state assegnate n. 17.699.625 opzioni per l'acquisto di n. 17.699.625 azioni ordinarie di Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si riferiscono all'assegnazione 2002 per n. 107.500 azioni con un prezzo di esercizio di 15,216 euro per azione, all'assegnazione 2003 per n. 281.400 azioni con un prezzo di esercizio di 13,743 euro per azione, all'assegnazione 2004 per n. 1.124.000 azioni con un prezzo di esercizio di 16,576 euro per azione, all'assegnazione 2005 per n. 3.812.000 azioni con un prezzo di esercizio di 22,512 euro per azione, all'assegnazione 2006 per n. 6.467.775 azioni con un prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità assegnate di 23,119 euro per azione e all'assegnazione 2007 per n. 5.906.950 azioni con un prezzo di esercizio di 27,451 euro per azione.
Al 31 dicembre 2007 la vita utile media residua delle opzioni è di 2 anni e 7 mesi per il piano 2002, di 3 anni e 7 mesi per il piano 2003, di 4 anni e 7 mesi per il piano 2004, di 5 anni e 7 mesi per il piano 2005, di 4 anni e 7 mesi per il piano 2006 e di 5 anni e 7 mesi per il piano 2007.
Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate era di 5,39 euro per azione nel 2002, di 1,50 euro per azione nel 2003, di 2,01 euro per azione nel 2004, di 3,33 euro per azione nel 2005, la media ponderata per il numero di azioni di 2,89 euro per azione nel 2006 e la media ponderata per il numero di azioni di 2,98 euro per azione nel 2007 ed è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

		2002	2003	2004	2005	2006	2007
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,5	3,2	3,2	2,5	4,0	4,7
Durata	(anni)	8	8	8	8	6	6
Volatilità implicita	(%)	43	22	19	21	16,8	16,3
Dividendi attesi	(%)	4,5	5,4	4,5	4,0	5,3	4,9

Informazioni relative ai compensi corrisposti agli amministratori, ai sindaci, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche sono fornite alla nota n. 35, cui si rinvia.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli *ammortamenti e svalutazioni* si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	2006	2007
Ammortamenti:		
- Immobili, impianti e macchinari	637	664
- Attività immateriali	190	144
	827	**808**
Svalutazioni:		
- Immobili, impianti e macchinari	1	53
- Attività immateriali	3	2
	4	**55**
a dedurre:		
- incremento di immobilizzazioni per lavori interni	(2)	
	829	**863**

31 Proventi (oneri) finanziari

I *proventi finanziari* si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007
Differenze attive di cambio:		
- realizzate	582	1.832
- da valutazione	46	47
Proventi su derivati:		
- realizzati	93	999
- da valutazione al *fair value*	3	1.333
Interessi attivi	103	576
Commissioni per servizi finanziari	36	33
Interessi su crediti verso l'Amministrazione Finanziaria	13	25
Proventi da titoli disponibili per la vendita	8	
Altri	24	14
	908	**4.859**

Gli interessi attivi di 576 milioni di euro riguardano interessi verso banche (55 milioni di euro) e interessi verso società del Gruppo Eni (505 milioni di euro) e sono relativi a crediti a lungo termine comprensivi della quota a breve termine per 292 milioni di euro.

Gli *interessi e gli altri oneri finanziari* si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007
Differenze passive di cambio:		
- realizzate	592	1.839
- da valutazione	49	56
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	101	109
Oneri su derivati:		
- realizzati	80	1.020
- derivanti da valutazione al *fair value*	24	2.785
Oneri finanziari connessi al trascorrre del tempo [a]	27	63
Interessi passivi	17	390
Altri	9	14
a dedurre:		
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(26)	(30)
	873	**6.246**

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi e oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Gli interessi passivi di 390 milioni di euro riguardano interessi verso banche di 245 milioni di euro e interessi verso società del Gruppo Eni di 145 e sono relativi a debiti a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, per 92 milioni di euro.

Gli oneri netti su derivati si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007
Contratti su valute	3	(16)
Contratti su tassi d'interesse		(1)
Contratti su merci	(11)	(1.456)
	(8)	(1.473)

Gli oneri netti su contratti derivati di 1.473 milioni di euro si determinano per effetto essenzialmente: (i) della variazione negativa del *fair value* dei derivati posti in essere nell'ambito della complessiva operazione di copertura in ottica Gruppo finalizzata a stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi del Gruppo Eni al 31 dicembre 2006 in considerazione delle acquisizioni di *assets* in produzione, in sviluppo e in fase esplorativa realizzate nel 2007 nell'*onshore* del Congo dalla società francese Maurel & Prom e nel Golfo del Messico dalla società Dominion Resources; (ii) della rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo *IFRS* in quanto realizzati per importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura i contratti derivati comporta la rilevazione delle differenze passive nette di cambio in quanto gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine periodo delle attività e passività in moneta diversa da quella funzionale non vengono contabilmente compensate dalla variazione del *fair value* dei contratti derivati.

22 Proventi (oneri) su partecipazioni

I *proventi (oneri) su partecipazioni* si analizzano come segue:

	2006			2007		
(milioni di euro)	Dividendi	Proventi	Svalutazioni e altri oneri	Dividendi	Proventi	Svalutazioni e altri oneri
Nominativo						
Eni International BV	2.893			3.094		
Snamprogetti SpA		589	89			
Italgas SpA[a]	238			651		
Stoccaggi Gas Italia SpA	120			475		
Syndial SpA			678			351
Eni Investments Plc[b]				294		
Snam Rete Gas SpA	166			264		
Unión Fenosa SA	128			173		
Ieoc SpA			10			143
GALP Energia SA				126		
Eni Portugal Investment SpA	112					
Sofid SpA	21			69		
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	46			64		
Ecofuel SpA	69			62		
Saipem SpA	36			55		
Eni Gas Transport Deutschland SpA	6			49		
Padana Assicurazioni SpA				47		
Eni Timor Leste SpA						33
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	34			32		
Eni Angola SpA						19
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	16			10		
EniPower SpA	38			9		
AgipFuel SpA	17			5		
Tigáz RT			108			
Enifin SpA	61					
Società Petrolifera Italiana SpA	18					
Altre	44	23	5	20	3	3
	4.063	**612**	**890**	**5.499**	**3**	**549**

(a) I dividendi della società pari a 771 milioni di euro sono imputati in parte a conto economico (651 milioni di euro), in parte a deduzione del valore di carico della partecipazione (120 milioni di euro).
(b) I dividendi della società pari a 728 milioni di euro (495 milioni di sterline) sono imputati in parte a deduzione del valore di carico della partecipazione (434 milioni di euro), in parte a conto economico (294 milioni di euro).

Le svalutazioni e perdite su partecipazioni di 549 milioni di euro riguardano in particolare la Syndial SpA (351 milioni di euro) e la Ieoc SpA (143 milioni di euro).

Informazioni in ordine a imprese controllate e collegate e a controllo congiunto, partecipate al 31 dicembre 2007, relative in particolare alla variazione della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto a partecipazione diretta di Eni", che fa parte integrante delle presenti note.

33 Imposte sul reddito

Le *imposte sul reddito* si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007
Imposte correnti		
- IRES	(967)	(429)
- IRAP	(216)	(182)
	(1.183)	**(611)**
Imposta sostitutiva legge 244/07		**(307)**
Imposte differite	49	23
Imposte anticipate	(29)	(268)
Storno fiscalità differita		738
	20	**493**
	(1.163)	**(425)**

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte è del 6,05% (16,65% nell'esercizio 2006).
Nei confronti di Eni e delle società: Snam SpA, AgipPetroli SpA, Somicem SpA (incorporate da Eni nel 2002), AgipGas SpA, Mixoil SpA (incorporate da AgipPetroli SpA nel 2001 e nel 2002), EniData, ItalgasPiù SpA (incorporate da Eni nel 2004), EniTecnologie SpA (incorporata da Eni nel 2006), Enifin SpA, Eni Portugal Investment SpA, Napoletana Gas Vendite SpA e Siciliana Gas Vendite SpA (incorporate da Eni nel 2007) sono definiti tutti gli esercizi sociali sino al 2002 ai fini delle imposte dirette e dell'Iva.
L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva è la seguente:

	2006			**2007**		
(milioni di euro)		Aliquota	Imposta		Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	6.984	33,00%	2.305	7.025	33,00%	2.318
Differenza tra valore e costi della produzione rettificata	4.484	4,25%	191	4.408	4,25%	187
Aliquota teorica		**35,73%**			**35,67%**	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- tassazione dei dividendi		-18,36%			-24,79%	
- effetto netto storno della fiscalità differita legge 244/2007					-12,44%	
- rideterminazione imposte differite per cambio aliquote					6,83%	
- perdite fiscali società consolidate		-3,57%			-2,72%	
- cessione di partecipazioni in regime di *participation exemption*		-2,23%				
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni		3,79%			2,59%	
- sanzioni		0,77%				
- altre variazioni		0,52%			0,91%	
Aliquota effettiva		**16,65%**			**6,05%**	

34 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate	Elisioni	Totale
Esercizio 2006						
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	3.520	20.085	32.560	554		56.719
a dedurre: ricavi infradivisioni	(3.138)	(26)	(99)	(469)		(3.732)
Risultato operativo	2.070	1.488	(41)	(362)	9	3.164
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(9)	(6)	(242)	(18)		(275)
Ammortamenti e svalutazioni	(507)	(9)	(296)	(17)		(829)
Attività direttamente attribuibili [b]	7.219	12.673	8.699	1.164	(174)	29.581
Passività direttamente attribuibili [c]	2.272	10.000	8.292	1.095		21.659
Investimenti in attività materiali e immateriali	583	10	463	35		1.091
Esercizio 2007						
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	3.197	20.892	26.771	717		51.577
a dedurre: ricavi infradivisioni	(2.767)	(181)	(192)	(627)		(3.767)
Risultato operativo	1.609	1.583	662	(307)	(88)	3.459
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(12)	26	(204)	(8)		(198)
Ammortamenti e svalutazioni	(498)	(2)	(340)	(23)		(863)
Attività direttamente attribuibili [b]	3.254	6.733	9.222	232	(227)	19.214
Passività direttamente attribuibili [c]	1.943	3.730	4.075	647		10.395
Investimenti in attività materiali e immateriali	500	9	741	41		1.291

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi interdivisionali.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Informazioni per area geografica

ATTIVITÀ DIRETTAMENTE ATTRIBUIBILI E INVESTIMENTI PER AREA GEOGRAFICA DI LOCALIZZAZIONE

(milioni di euro)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Altre aree	Totale
Esercizio 2006							
Attività direttamente attribuibili [a]	27.844	921	275	257	202	82	29.581
Investimenti in attività materiali e immateriali [b]	1.091						1.091
Esercizio 2007							
Attività direttamente attribuibili [a]	18.480	437	92	23	79	103	19.214
Investimenti in attività materiali e immateriali [b]	1.291						1.291

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(b) Dato non significativo a livello Eni SpA.

RICAVI NETTI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

(milioni di euro)	2006	2007
Italia	32.094	33.912
Altri Paesi dell'Unione Europea	10.829	8.845
Resto dell'Europa	3.412	1.187
Americhe	3.763	2.463
Asia	2.139	852
Africa	742	547
Altre aree	8	4
	52.987	**47.810**

Compensi

Ammontare dei compensi corrisposti ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e ad altri dirigenti con responsabilità strategiche

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicati nominativamente i compensi corrisposti nel 2007 dalla Società e dalle sue controllate ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.

Coerentemente alle disposizioni Consob:

- nella colonna "Emolumenti per la carica in Eni SpA" è indicata la parte fissa della remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato, il compenso fisso degli amministratori, il compenso degli amministratori per la partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio e il compenso del Presidente del Collegio Sindacale e dei sindaci effettivi;
- nella colonna "Benefici non monetari" sono indicati i *fringe benefit*, incluse le polizze assicurative;
- nella colonna "*Bonus* e altri incentivi" è indicata la parte variabile del compenso degli amministratori, della remunerazione del Presidente, della remunerazione e della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, della retribuzione dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche;
- nella colonna "Altri compensi" è indicata la parte fissa e altre competenze della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche, nonché le somme corrisposte a seguito di risoluzioni del rapporto di lavoro. Relativamente ai sindaci, sono indicati i compensi per cariche ricoperte in società controllate.

(migliaia di euro)

Nome e cognome	Carica ricoperta	Durata della carica	Scadenza della carica [a]	Emolumenti per la carica in Eni SpA	Benefici non monetari	Bonus e altri incentivi [b]	Altri compensi	Totale
Consiglio di Amministrazione								
Roberto Poli	Presidente	01.01 - 31.12	29.04.08	765	16	388		1.169
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	01.01 - 31.12	29.04.08	430	62	1.277	1.016	2.785
Alberto Clô	Consigliere	01.01 - 31.12	29.04.08	138		10		148
Renzo Costi	Consigliere	01.01 - 31.12	29.04.08	134		10		144
Dario Fruscio	Consigliere	01.01 - 31.12	30.01.08 [c]	126		10		136
Marco Pinto	Consigliere	01.01 - 31.12	29.04.08	133		10		143
Mario Resca	Consigliere	01.01 - 31.12	29.04.08	130		10		140
Marco Reboa	Consigliere	01.01 - 31.12	29.04.08	148		10		158
Pierluigi Scibetta	Consigliere	01.01 - 31.12	29.04.08	134		10		144
Collegio Sindacale								
Paolo Andrea Colombo	Presidente	01.01 - 31.12	29.04.08	115			88 [d]	203
Filippo Duodo	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	29.04.08	80			72 [e]	152
Edoardo Grisolia [f]	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	29.04.08	80				80
Riccardo Perotta	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	29.04.08	80			38 [g]	118
Giorgio Silva	Sindaco effettivo	01.01 - 31.12	29.04.08	80			45 [h]	125
Direttori generali								
Stefano Cao	Divisione E&P	01.01 - 31.12			1	551	935	1.487
Domenico Dispenza	Divisione G&P	01.01 - 31.12			1	457	654	1.112
Angelo Taraborrelli	Divisione R&M	01.01 - 02.08 [i]			1	386	340	727
Angelo Caridi	Divisione R&M	03.08 - 31.12 [l]			1		210	211
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [m]					10	2.570	3.529	6.109
				2.573	92	5.699	6.927	15.291

(a) La carica scade con l'Assemblea che approverà il bilancio al 31 dicembre 2007.
(b) Relativi alle *performance* realizzate nel 2006.
(c) Il 30 gennaio 2008, il Consigliere Dario Fruscio ha rassegnato le dimissioni dalla carica di Consigliere.
(d) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale della Saipem e di Presidente del Collegio Sindacale di EniServizi.
(e) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA e nella Polimeri Europa, di Presidente del Collegio Sindacale del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno e di Presidente del Collegio Sindacale del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due.
(f) L'emolumento per la carica è versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze.
(g) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale della Snam Rete Gas SpA fino al 26 aprile 2007 e di Sindaco effettivo della stessa Snam Rete Gas SpA successivamente.
(h) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA e di Presidente del Collegio Sindacale TSKJ Italia Srl.
(i) In carica fino al 2 agosto 2007.
(l) In carica dal 3 agosto 2007.
(m) Dirigenti che, nel corso dell'esercizio e insieme all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni, sono stati componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società (sette dirigenti).

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 8,9 milioni di euro e 8,7 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2007 e 2006, e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a 435 mila euro, rispettivamente per gli esercizi 2007 e 2006 (art. 2427, n. 16 del Codice Civile).
Questi compensi si differenziano da quelli riportati nella precedente tabella perchè riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche; non comprendono conseguentemente i compensi corrisposti dalla Società o dalle sue controllate per altre prestazioni svolte dai medesimi soggetti.

Compensi spettanti al *key management personnel*
I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategica (cd. *key management personnel*) ammontano a 25 e 23 milioni di euro rispettivamente per il 2007 e il 2006 e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2006	2007
Salari e stipendi	16	17
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1
Altri benefici a lungo termine	3	3
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro		
Stock grant/option	3	4
	23	**25**

Incentivo monetario differito attribuito agli amministratori, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche
Il piano di incentivazione monetaria differita 2006-2008 prevede l'attribuzione annuale di un incentivo base che sarà erogato dopo tre anni, in percentuale compresa tra zero e 170, in funzione dei risultati conseguiti nel triennio di riferimento e approvati dal Consiglio di Amministrazione (v. paragrafo "Compensi" del capitolo "Corporate *governance*" della Relazione sulla gestione del bilancio consolidato).
Nella tabella seguente sono indicati nominativamente gli incentivi base attribuiti nell'esercizio 2007 all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, quelli attribuiti agli altri dirigenti con responsabilità strategiche.

(migliaia di euro)

Nome e cognome		Incentivo base attribuito 2007
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	787
Stefano Cao	Direttore generale Divisione E&P	380
Domenico Dispenza	Direttore generale Divisione G&P	268
Angelo Taraborrelli	Direttore generale Divisione R&M [a]	236
Angelo Caridi	Direttore generale Divisione R&M [b]	140 [c]
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [d]		1.126

(a) In carica fino al 2 agosto 2007.
(b) In carica dal 3 agosto 2007.
(c) Impegno assunto da Saipem nei confronti di Angelo Caridi il 25 luglio 2007 in quanto Amministratore Delegato di Snamprogetti.
(d) Sette dirigenti.

Stock grant e _stock option_ attribuite agli amministratori, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nelle tabelle seguenti sono indicate nominativamente le *stock grant* e le *stock option* attribuite all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche, in applicazione dei piani di incentivazione azionaria (v. paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni"). Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2007 hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.

STOCK GRANT

Di seguito sono indicati gli impegni assunti da Eni, o da società controllate, ad assegnare a titolo gratuito azioni proprie trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno. L'indicazione del prezzo medio di esercizio per i diritti assegnati è omessa, trattandosi di azioni gratuite. Il prezzo medio indicato per i diritti esercitati è pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali del titolo Eni rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito da Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data di immissione delle azioni nel conto titoli dell'assegnatario. Nell'esercizio non sono stati assegnati diritti.

Nome e cognome		Diritti detenuti all'inizio dell'esercizio		Diritti esercitati nel corso dell'esercizio		Diritti decadenti nell'esercizio	Diritti detenuti alla fine dell'esercizio	
		Numero diritti	Scadenza media in mesi	Numero diritti	Prezzo medio di mercato all'esercizio	Numero diritti	Numero diritti	Scadenza media in mesi
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	-	-	-	-		-	-
Stefano Cao	Direttore generale Div. E&P	29.000	15	13.000	24,447		16.000	8
Domenico Dispenza	Direttore generale Div. G&P	5.800	8	5.800	24,447		-	-
		53.900 [a]	13	15.300	4,554	10.200	28.400	7
Angelo Taraborrelli [b]	Direttore generale Div. R&M	21.800	17	5.800	24,447		16.000	8
Angelo Caridi [c]	Direttore generale Div. R&M	12.700	15	5.800	24,447		6.900	8
Altri dirigenti con responsabilità strategiche [d]		50.900	15	22.400	24,447		28.500	8

(a) Azioni Snam Rete Gas. L'impegno è stato assunto da Snam Rete Gas nei confronti di Domenico Dispenza, Presidente della Società fino al 23 dicembre 2005.
(b) In carica fino al 2 agosto 2007.
(c) In carica dal 3 agosto 2007.
(d) Tre dirigenti.

STOCK OPTION

Di seguito sono indicati i diritti di acquisto (opzioni) su azioni Eni o di società controllate, esercitabili trascorsi tre anni dalla data di assegnazione. Nell'esercizio non sono scadute opzioni.

		Amministratore Delegato	Direttore Generale Divisione E&P	Direttore Generale Divisione G&P		Direttore Generale Divisione R&M	Direttore Generale Divisione R&M		Altri dirigenti con responsabilità strategiche [a]
Nome e cognome		Paolo Scaroni [b]	Stefano Cao	Domenico Dispenza		Angelo Taraborelli [c]	Angelo Caridi [d]		
Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio:									
- numero opzioni		1.380.000	314.500	137.000	269.500 [e]	238.000	54.500	73.500 [f]	926.500
- prezzo medio di esercizio	(euro)	22,801	21,641	22,244	3,988	20,624	19,896	17,519	21,709
- scadenza media in mesi		73	70	65	73	68	74	67	69
Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio:									
- numero opzioni		573.000	155.500	110.000	-	96.500	-	48.500 [f]	472.500
- prezzo di esercizio	(euro)	27,451	27,451	27,451	-	27,451	-	26,521	27,451
- scadenza media in mesi		72	72	72	-	72	-	72	72
Opzioni esercitate nel corso dell'esercizio:									
- numero opzioni		-	63.500	14.500	-	73.000	24.000	-	46.000
- prezzo medio di esercizio	(euro)	-	16,576	15,013	-	15,431	16,576	-	13,743
- prezzo medio di mercato all'esercizio	(euro)	-	27,529	24,721	-	25,774	25,306	-	24,756
Opzioni detenute alla fine dell'esercizio:									
- numero opzioni		1.953.000	406.500	232.500	269.500 [e]	261.500	30.500	122.000 [f]	1.353.000
- prezzo medio di esercizio	(euro)	24,165	24,655	25,159	3,988	24,593	22,509	21,098	23,985
- scadenza media in mesi		63	62	60	61	62	67	60	61

(a) Sette dirigenti.
(b) L'assegnazione dell'Amministratore Delegato è stata integrata con l'attribuzione di un incentivo monetario da erogare dopo tre anni in connessione all'apprezzamento del titolo Eni, di valore corrispondente nel 2006 all'assegnazione di 96.000 opzioni con prezzo di esercizio di 23,100 euro, nel 2007 all'assegnazione di 80.500 opzioni con prezzo di esercizio di 27,451 euro.
(c) In carica fino al 2 agosto 2007.
(d) In carica dal 3 agosto 2007.
(e) Opzioni su azioni Snam Rete Gas. L'assegnazione è stata effettuata da Snam Rete Gas nei confronti di Domenico Dispenza, Presidente della Società fino al 23 dicembre 2005.
(f) Opzioni su azioni Saipem. L'assegnazione è stata effettuata dalla Saipem nei confronti di Angelo Caridi, Amministratore Delegato della Snamprogetti fino al 2 agosto 2007.

Indennità di fine rapporto degli amministratori

Alla risoluzione del rapporto di lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato quale Direttore Generale è prevista un'indennità calcolata con riferimento alla remunerazione fissa e al 50% di quella variabile quale amministratore con l'aliquota degli oneri sociali sul reddito da lavoro dipendente e con le stesse modalità di calcolo del trattamento di fine rapporto: a questo riguardo viene effettuato un accantonamento annuale di 204.737,93 euro. Nel caso in cui il contratto di lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato fosse risolto alla scadenza del mandato o prima di tale scadenza, a integrazione del trattamento di fine rapporto è prevista un'indennità di 7 milioni di euro con esonero reciproco da ogni obbligazione attinente il preavviso. Quest'ultima indennità non è dovuta se la risoluzione del rapporto di lavoro avviene per giusta causa, a seguito di decesso e nel caso di dimissioni non determinate da una riduzione delle deleghe allo stesso attualmente attribuite.

Utile per azione

L'utile per azione semplice è di 1,57 e 1,80 euro rispettivamente nel 2006 e nel 2007 ed è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di Eni SpA per il numero medio ponderato delle azioni di Eni in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie.
Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.698.201.896 e di 3.668.305.807 rispettivamente nell'esercizio 2006 e 2007.
L'effetto diluitivo che le azioni ordinarie da assegnare a fronte dei piani di *stock option* e di *stock grant* produrranno sull'utile per azione di Eni SpA non è significativo.

Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte della ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono state compiute nell'interesse della Società.
Relativamente alle imprese possedute o controllate dallo Stato, i principali rapporti regolati generalmente alle condizioni applicate ai terzi riguardano:
- il gruppo Enel, essenzialmente per la vendita ed il trasporto di gas naturale e l'acquisto di servizi di trasporto di energia elettrica;
- il gruppo Alitalia per la vendita di combustibile avio;
- la compravendita di energia elettrica con il Gruppo GSE – Gestore Servizi Elettrici;
- la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione da Terna SpA di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa è la seguente:

(milioni di euro)

	31.12.2007					2007					
						Costi (*)			Ricavi		
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Imprese controllate											
Agip (Suisse) SA	9	9				47	2		101		
Agip Austria GmbH	18								249		
Agip Caspian Sea BV	1				10.662					4	
Agip Deutschland GmbH	1	6	1			61	3		633	7	1
Agip España SA	16	1			49	5			538	2	1
Agip France Sàrl		2			50	38	3		34		
Agip Karachaganak BV	5				2.116					10	2
Agip Kazakhstan North Caspian	34									51	
Agip Rete SpA	10	10					7		256		6
Agip Slovenija Doo	2								50		
AgipFuel SpA	501	3			72		1		2.438	46	3
American Agip Co Inc		1							198		
Ecofuel SpA	3	29		1		205			1	2	1
Energy Maintenance Services SpA	1	52				14	120		2		
Eni AEP Ltd					57						
Eni Angola Exploration BV	2				63					9	
Eni Coordination Center SA	3		56	212						2	
Eni Croatia BV		8				121				1	1
Eni Gas Transport Deutschland SpA	25	22				6	110		5	6	
Eni Gas Transport International SA	11	15			1	1	71			10	2
Eni India Ltd	2				84					3	
Eni Insurance Ltd					64		22				
Eni LNS Ltd			97								
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	12	38			5	286			71	16	1
Eni Middle East BV	1				360					4	
Eni Norge AS	3	9		3	241	217	1	2		10	1
Eni North Africa BV	19	4			50	801			1	26	3
Eni Oil do Brasil SA	2				201					7	
Eni Petroleum Co Inc	5	3	7	15	3.428					8	

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2007					2007					
						Costi (*)			Ricavi		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Imprese controllate											
Eni Timor Leste SpA					73						
Eni Trading & Shipping SpA	320	1.538	13		515	3.528	33		483	11	
Eni Trading BV	7	4				7.785				7	
Eni UK Limited	9	23	645		34	107	11			7	3
Eni US Operating Co Inc					611		10				
Eni Usa Gas Marketing LLC					977						
EniPower Mantova SpA	27	14			5	1	87	1	7	3	
EniPower SpA	136	209		6	531	115	424	57	437	37	3
EniServizi SpA	18	33			11		130	10	16	8	2
European Maritime Commerce BV			3	4	74						
Italgas SpA	25	183			21		596	9	5	6	2
Naoc-Nigerian Agip Oil Co	18				56					33	
Napoletana Gas Clienti SpA									87	5	
Padana Assicurazioni SpA	6	11			233		9			1	1
Polimeri Europa SpA	137	26	4	4	484	82	6		899	35	5
Praoil Oleodotti Italiani	21	59			5		234		9	11	3
Raffineria di Gela SpA	70	43			101	43	476		294	3	
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda			31	11	99				1		
Saipem SA			11	7	651		4				
Saipem SpA	4	40	7	12	313		54	1	1	6	1
Saipem UK Ltd			7	4	106						
Snam Rete Gas SpA	59	211	1	73	35		1.157		98	7	4
Snamprogetti Saudi Arabia Ltd					56						
Snamprogetti SpA	3	68	19	17	741	18	89			4	1
Snamprogetti Sud SpA		26					59				
Società EniPower Ferrara Srl	5				63				31		
Sofid SpA	34	19			1	2	88	25		25	2
Stoccaggi Gas Italia SpA	76	38			35	1	184	1	2	17	1
Syndial SpA	21	47			797	2	1	31	41	14	3
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörûen Mûködõ Részvénytársaság	1				268						1
Toscana Energia Clienti SpA	92				4				281	5	1
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	22	32					315			146	
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	102	164	10	33	663	13	240	84	98	204	43
	1.899	**3.000**	**912**	**402**	**25.066**	**13.499**	**4.547**	**221**	**7.367**	**819**	**98**
Imprese collegate e a controllo congiunto											
Consorzio Eni per l'Alta Velocità CEPAV Uno					5.870						
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	54								195		1
Raffineria di Milazzo ScpA	16	21					245		116	4	
Trans Austria Gasleitung GmbH	6	19				43	147			47	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		6					70				
Unión Fenosa Gas SA	1				61				193		1
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	42	57			86	57	120	16	119	31	5
	119	**103**			**6.017**	**100**	**582**	**16**	**623**	**82**	**7**
Imprese possedute o controllate dallo Stato											
Gruppo Alitalia	4								363	1	
Terna SpA	19	55				68	87	12		28	
Gruppo Enel	340	7				1	217		889	109	
Gruppo Gestore Servizi Elettrici	102	56				236		24	685	7	
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	35	32					36	1	57	1	
	500	**150**				**305**	**340**	**37**	**1.994**	**146**	
	2.518	**3.253**	**912**	**402**	**31.083**	**13.904**	**5.469**	**274**	**9.984**	**1.047**	**105**

(*) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate.

Si segnala inoltre il rapporto intrattenuto con società del gruppo Cosmi Holding correlate a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione riguardante in particolare l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontano nel 2007 a 2,3 milioni di euro in termini di acquisti e di 0,2 milioni di euro in termini di vendite. I rapporti più significativi riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trading & Shipping SpA, da Eni Trading BV, da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali, Eni Trading & Shipping SpA, Polimeri Europa SpA, AgipFuel SpA, Agip Rete SpA, EniPower SpA, EniPower Ferrara Srl, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Raffineria di Gela SpA) e collegate (Raffineria di Milazzo ScpA) nonché di greggi e prodotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui Agip France Sàrl, Agip España SA, Agip Deutschland GmbH, American Agip Co Inc, Agip AustriaGmbH, Agip (Suisse) SA, Agip Slovenija doo). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti e dei greggi di riferimento, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas, servizi di stoccaggio, rispettivamente, dalla Snam Rete Gas SpA, dalla Stoccaggi Gas Italia SpA sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas; gli acquisti di beni dalla Stoccaggi Gas Italia SpA sono riferiti a forniture di gas di produzione nazionale;
- l'acquisizione di servizi di distribuzione e vettoriamento gas da società controllate e collegate in particolare da Italgas SpA sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- la fornitura di gas a società controllate (tra le principali, EniPower SpA, EniPower Ferrara Srl, Toscana Energia Clienti SpA, Napoletana Gas Clienti SpA, Snam Rete Gas SpA, Polimeri Europa SpA, Raffineria di Gela SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisto di gas da società controllate e collegate (tra le principali Eni North Africa BV, Eni Croatia BV, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS, Eni UK Ltd ed Unión Fenosa Gas SA,) e di GPL da Eni Norge AS sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura di gas all'estero a Eni UK Ltd e a Gasversorgung Süddeutschland GmbH sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Agip France Sàrl e da Agip Deutschland GmbH sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura del servizio di gestione delle scorte obbligatorie ad AgipFuel SpA sulla base di tariffe che consentono alla società di recuperare i costi operativi e gli oneri finanziari correlati con l'attività di stoccaggio dei prodotti;
- la fornitura a EniPower SpA di servizi di manutenzione delle Centrali Termoelettriche sulla base di corrispettivi che consentono alla Società di recuperare i costi sostenuti;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'*upstream* petrolifero a società controllate (tra le principali Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV e Naoc-Nigerian Agip Oil Co) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Transmediterranean Pipeline Co Ltd regolati sulla base di tariffe che consentono alle società di recuperare i costi operativi e remunerare il capitale investito;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da società controllate Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Eni Gas Transport Deutschland SpA, Eni Gas Transport International SA e collegate Trans Austria Gasleitung GmbH regolati sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi; i ricavi verso la Trans Tunisian Pipeline Co Ltd riguardano essenzialmente la vendita del gas utilizzato dalla società per assolvere il proprio debito d'imposta in natura nei confronti dello stato tunisino; i ricavi verso Trans Austria Gasleitung GmbH prevedono tra l'altro il riaddebito del *fuel gas*, precedentemente acquistato da Eni e utilizzato dalla società di trasporto come gas di spinta;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Polimeri Europa SpA e da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti, analogamente alla prassi seguita nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Raffineria di Milazzo ScpA e dalla Raffineria di Gela SpA sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- l'acquisizione del servizio di somministrazione di vapore ed energia elettrica da EniPower SpA sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione del servizio di trasporto marittimo di prodotti da Eni Trading & Shipping SpA sulla base dei corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- il servizio di *Tolling* che Eni acquista dalle società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA prevede, a fronte di un corrispettivo determinato con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi, la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica prodotta;
- l'acquisizione dalla Praoil Oleodotti Italiani SpA di servizi di distribuzione e trasporto alla clientela di prodotti petroliferi sulla base di tariffe regolamentate per legge attraverso accordi collettivi stipulati tra le associazioni nazionali dei trasporti e l'Unione Petrolifera; nonché l'acquisizione del servizio di presa in consegna, trasporto via oleodotto e stoccaggio di greggi e prodotti finiti sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;

- l'acquisizione dei servizi di manutenzione agli impianti di produzione di idrocarburi dalla Energy Maintenance Services SpA regolati sulla base di corrispettivi definiti con riferimento ai costi sostenuti incrementati dal margine di remunerazione di mercato;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria dalla Snamprogetti SpA e dalla Snamprogetti Sud SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria e di perforazione da Saipem SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato;
- l'acquisizione di servizi assicurativi da Eni Insurance Ltd sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali, EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini e Sofid SpA che svolge attività amministrative, finanziarie e di *leasing* nell'interesse di Eni). In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressochè interamente), i servizi forniti da queste società – così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di *procurement* – sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti e della remunerazione del capitale investito.

Eni, a seguito della fusione di Enifin SpA, provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze. Le condizioni applicate alle società del gruppo sono in linea con le migliori condizioni di mercato.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria è la seguente:

(milioni di euro)

	31.12.2007			2007	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese controllate					
AgipFuel SpA	317	43			11
Ecofuel SpA	74			2	1
Eni Angola SpA		125	1	1	
Eni Coordination Center SA		401	14.000	327	237
Eni International BV		51	3		
Eni LNS Ltd					96
Eni Oil do Brasil SA			85		
Eni Petroleum Co Inc	1			15	58
Eni Trading & Shipping SpA	838	395	48	3	17
Eni UK Ltd		6	2.454		643
EniPower Mantova SpA	252	49		2	12
EniPower SpA	547	157		22	40
IEOC SpA		109			
Italgas SpA	1.002				17
LNG Shipping SpA		268		10	
Padana Assicurazioni SpA		89		2	
Polimeri Europa SpA	386	2	36	37	21
Raffineria di Gela SpA	274	9			12
Saipem Projects SpA	471				19
Saipem SA	154	161	29	23	37
Saipem SpA	1.341	7	137	53	104
Serfactoring SpA	143			1	6
Snam Rete Gas SpA	5.861		44	146	340
Snamprogetti SpA	1	831	132	98	93
Società EniPower Ferrara Srl	133	23		1	6
Stoccaggi Gas Italia SpA	756			1	26
Syndial SpA		2.101	71	75	1
Toscana Energia Clienti SpA	110				4

(milioni di euro)

	31.12.2007			2007	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	927			1	36
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	411	484	153	172	240
	13.999	**5.311**	**17.193**	**992**	**2.077**
Imprese collegate e a controllo congiunto					
Blue Stream Pipeline Co BV			677		20
Raffineria di Milazzo ScpA			60		
Transmediterranean Pipeline Co BV			119		
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)	5		13		5
	5		**869**		**25**
Imprese possedute o controllate dallo Stato					
Altre (per rapporti di importo unitario inferiori a 50 milioni di euro)				40	48
				40	**48**
	14.004	**5.311**	**18.062**	**1.032**	**2.150**

I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo, a seguito della fusione di Enifin SpA, sono notevolmente aumentati, in forza di una convenzione in base alla quale Eni (ex-Enifin) provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le condizioni applicate fanno riferimento ai tassi di mercato correnti al momento delle transazioni (tassi Euribor e cambi Banca Centrale Europea), con *spread* coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo.
Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 28 "Garanzie, Impegni e rischi" delle presenti Note al bilancio.
Nell'ambito del processo di riorganizzazione delle attività del Gruppo, nel corso dell'esercizio sono stati effettuati acquisti e cessioni di partecipazioni, illustrate nelle "Notizie sulle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto, a partecipazione diretta di Eni SpA" allegato alle presenti Note al bilancio (di cui costituisce parte integrante).

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

	31.12.2006			31.12.2007		
(milioni di euro)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	8.220	2.061	25,07	15.336	8.905	58,07
Passività finanziarie a breve termine	320	310	96,88	9.009	5.311	58,96
Debiti commerciali e altri debiti	6.865	2.650	38,60	6.752	3.253	48,19
Altre passività correnti	60	38	63,33	2.794	428	15,32
Passività finanziarie a lungo termine	2.431	358	14,72	8.666		
Altre passività non correnti	437	246	56,29	667	228	34,17

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2006			2007		
(milioni di euro)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	52.987	11.989	22,63	47.810	11.042	23,10
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	48.248	19.229	39,85	42.706	19.371	45,36
Proventi finanziari	908	233	25,66	4.859	2.150	44,25
Oneri finanziari	873	121	13,86	6.246	1.032	16,52
Proventi (oneri) su partecipazioni	3.785	601	15,88			

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(milioni di euro)	2006	2007
Ricavi e proventi	12.099	11.061
Costi e oneri	(19.245)	(19.353)
Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività	(206)	(793)
Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività	(91)	212
Dividendi ed interessi	4.157	5.843
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**(3.286)**	**(3.030)**
Investimenti:		
- immobilizzazioni immateriali		56
- immobilizzazioni materiali	(113)	104
- partecipazioni e titoli	(1.163)	(3.877)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(185)	(38)
Flusso di cassa degli investimenti	*(1.461)*	*(3.755)*
Disinvestimenti:		
- immobilizzazioni immateriali		
- immobilizzazioni materiali	3	
- partecipazioni e titoli	104	604
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		
Flusso di cassa dei disinvestimenti	*107*	*604*
- Crediti finanziari	1.011	8.438
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(343)**	**5.287**
- Variazione debiti finanziari	(85)	(4.977)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(85)**	**(4.977)**
Disponibilità derivanti da fusioni	23	(641)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**(3.691)**	**(3.361)**

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2006			2007		
(milioni di euro)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività di esercizio	7.054	(3.286)	n.s.	8.332	(3.030)	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	(1.125)	(343)	30,49	(5.965)	5.287	n.s.
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(5.889)	(85)	1,44	(2.094)	(4.977)	n.s.
Effetto delle fusioni	23	23	100	(641)	(641)	100

Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

I proventi non ricorrenti netti sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	Esercizio 2006	Esercizio 2007	Variazione
Sanzione AEEG utilizzo stoccaggio strategico	(45)	45	90
Curtailment TFR		32	32
Sanzione AEEG mancata informativa prezzi	(10)		10
Accantonamenti a fondi rischi a fronte istruttorie AEEG		(6)	(6)
Sanzione Antitrust sul *jet fuel*	(109)		109
Accantonamento per procedimento Antitrust nel settore delle paraffine [a]		(50)	(50)
	(164)	**21**	**185**

(a) Informazioni sull'istruttoria sono fornite nella nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle note al bilancio consolidato.

I proventi non ricorrenti netti riguardano: (i) l'utilizzo per esuberanza dell'accantonamento effettuato nell'esercizio precedente a fronte dell'istruttoria n. 37/06 avviata dall'AEEG in relazione all'utilizzo della capacità di stoccaggio (45 milioni di euro); (ii) il provento non ricorrente derivante dalla rideterminazione (cd. *curtailment*) del fondo trattamento di fine rapporto pregresso a seguito delle modifiche introdotte dalla Finanziaria 2007 relative alla destinazione delle quote maturande che hanno modificato la natura dell'istituto da programma a benefici definiti a programma a contributi definiti. Tale rideterminazione si basa essenzialmente sull'esclusione dal calcolo attuariale delle retribuzioni future e delle relative ipotesi di incremento (32 milioni di euro); (iii) l'accantonamento a fronte degli oneri conseguenti all'eventuale esito negativo della procedura di infrazione nel *business* delle paraffine promossa dalla Commissione Europea Antitrust (50 milioni di euro); (iv) l'accantonamento al fondo rischi ed oneri in relazione alle istruttorie avviate dall'AEEG.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

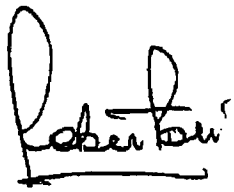
Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Signori Azionisti,
il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2007 di Eni SpA che chiude con l'utile di 6.599.897.011,52 euro;
- attribuire l'utile di esercizio di 6.599.897.011,52 euro, che residua in 4.401.297.986,12 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2007 di 0,60 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 20 settembre 2007, come segue:
- agli azionisti a titolo di dividendo 0,70 euro per azione alle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2007 di 0,60 euro; il dividendo per azione dell'esercizio 2007 ammonta perciò a 1,30 euro;
- alla "Riserva disponibile" l'importo che residua dopo le attribuzioni proposte;
- mettere in pagamento il dividendo a saldo di 0,70 euro per azione a partire dal 22 maggio 2008, con stacco cedola il 19 maggio 2008.

per il Consiglio di Amministrazione



Il Presidente
Roberto Poli

14 marzo 2008

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/98 e dell'art 2429, comma 3, c.c.

Signori Azionisti,
nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007 abbiamo svolto le attività di vigilanza previste dalla legge, secondo i principi di comportamento del Collegio Sindacale raccomandati dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri.
A seguito della emanazione del Sarbanes Oxley Act, normativa che si applica all'Eni SpA quale società emittente quotata anche alla Borsa di New York (NYSE), il Collegio Sindacale ha adottato, in data 15 giugno 2005, il "Regolamento sulle funzioni attribuite al Collegio Sindacale dell'Eni ai sensi della normativa statunitense", recependo quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione dell'Eni nella seduta del 22 marzo 2005. Con tale Regolamento, modificato il 30 marzo 2007, il Collegio Sindacale dell'Eni ha integrato le proprie funzioni estendendo le competenze ad attività di vigilanza interessanti le società controllate dall'Eni in Italia e all'estero, avvalendosi a tal fine anche dei risultati dell'attività di vigilanza svolta dai Collegi Sindacali (ove esistenti) delle principali società controllate ai sensi dell'art. 151 del D.Lgs 58/98.
Sulle attività svolte nel corso dell'esercizio, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob, con comunicazione del 6 aprile 2001, modificata e integrata con comunicazione DEM/3021582 del 4 aprile 2003, e successivamente con comunicazione n. DEM/6031329 del 7 aprile 2006, riferiamo quanto segue:

a) abbiamo vigilato sulla osservanza della legge e dello statuto;
b) abbiamo ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'articolo 23, comma 2, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio, anche per il tramite delle società controllate. In particolare ricordiamo:
   - l'acquisto degli *asset upstream* della Dominion Resources nel Golfo del Messico, per un valore complessivo di circa 3,5 miliardi di euro;
   - l'acquisto degli *asset* petroliferi nell'onshore congolese della Maurel&Prom, del valore di circa un miliardo di euro;
   - l'acquisto del secondo lotto messo all'asta nel processo di liquidazione di Yukos (comprendente la quota del 20% del capitale della OAO Gazpromneft, e, in compartecipazione con Enel, la partecipazione totalitaria in tre società russe attive nella ricerca e sviluppo di gas naturale) per un valore complessivo di circa 3,7 miliardi di euro in quota Eni;
   - l'OPA totalitaria sulle azioni della Burren Plc, compagnia inglese attiva nel settore upstream, per un valore di circa 2,4 miliardi di euro;
   - l'emissione di obbligazioni (Euro Medium Term Notes) per un importo di 1 miliardo di euro.

   Sulla base delle informazioni a noi rese disponibili, possiamo ragionevolmente presumere che le suddette operazioni sono conformi alla legge e allo statuto sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale; dalle informazioni rese disponibili nel corso dei Consigli di Amministrazione ai sensi di legge, non risulta che gli amministratori abbiano posto in essere operazioni in potenziale conflitto d'interessi con la Società;
c) abbiamo acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della società, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del D.Lgs. 58/98, tramite l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle competenti funzioni aziendali e incontri con la società di revisione, ai fini del reciproco scambio di dati e informazioni rilevanti; anche dall'esame delle relazioni dei Collegi sindacali (ove esistenti) alle assemblee delle principali società controllate non sono emersi aspetti da segnalare;
d) abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di questo ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante: (i) l'esame delle relazioni del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'Assetto Amministrativo e Contabile e sul Sistema di Controllo Interno sull'Informativa Societaria prodotta semestralmente in base alla deliberazione del Consiglio di Amministrazione del 20 giugno 2007; (ii) l'esame della relazione del Preposto al Controllo Interno sul Sistema di controllo Interno di Eni; (iii) l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni; (iv) l'esame dei documenti aziendali e dei risultati del lavoro svolto dalla società di revisione, anche in relazione all'attività da questa svolta ai fini della normativa statunitense – Sarbanes Oxley Act; (v) i rapporti con gli organi di controllo delle società controllate ai sensi dei commi 1 e 2 dell'art. 151 del D.Lgs. 58/98; (vi) la partecipazione ai lavori del Comitato per il controllo interno e, nell'occasione in cui gli argomenti trattati lo hanno richiesto, la trattazione congiunta degli stessi con il Comitato. Dall'attività svolta non sono emerse anomalie che possano essere considerate indicatori di inadeguatezza del sistema di controllo interno;
e) la clausola 301 del Sarbanes and Oxley Act del 2002 impone all'Audit Committee, ossia, per quanto detto in precedenza, per l'Eni al Collegio Sindacale, di istituire adeguate procedure per (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno o di revisione contabile; e (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte di dipendenti della società di segnalazioni riguardanti tematiche contabili o di revisione discutibili. In applicazione di tale disposizione è stata emanata la Procedura n. 221 del 26 giugno 2006 "Segnalazioni, anche anonime, ricevute dall'Eni e dalle Società controllate, dirette e indirette" che prevede l'istituzione di canali informativi idonei a garantire la ricezione, l'analisi e il trattamento di segnalazioni relative a problematiche di controllo interno, informativa societaria, responsabilità amministrativa della società, frodi o altre materie inoltrate da dipendenti, membri degli organi sociali o terzi anche in forma confidenziale o anonima. A tal riguardo abbiamo esaminato i rapporti trimestrali elaborati per il 2007 dall'Internal Audit Eni, con l'evidenza di tutte le segnalazioni ricevute nell'anno e degli esiti degli accertamenti effettuati. In particolare, dai rapporti trimestrali relativi al 2007 si rileva che le segnalazioni pervenute nel corso dell'anno sono n. 202, di cui n. 116 sono attinenti a tematiche relative al sistema di controllo interno. Nel corso del 2006, dal 1° luglio, data di avvio della procedura segnalazioni, erano state ricevute 133 segnalazioni di cui 68 afferenti a tematiche relative al sistema di controllo interno. Sulla base delle istruttorie concluse dall'internal audit, nel corso del 2007 sono state archiviate n. 161 segnalazioni raggruppate in 116 fascicoli, di cui n. 40 afferenti il sistema di controllo interno e 76 relativi ad altre materie. In particolare relativamente ai 40 fascicoli sul sistema di controllo interno, dagli accertamenti riferiti al Collegio dall'Internal Audit, 20 sono risultati contenere rilievi almeno in parte fondati, con la conseguente adozione, prevalentemente, di azioni correttive del sistema di controllo interno e, in una minoranza dei casi, di provvedimenti organizzativi/gestionali nei confronti dei soggetti interessati. In 15 casi dagli accertamenti eseguiti dall'internal audit non sono stati evidenziati elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i rilievi segnalati; in 5 casi, ancorché dagli accertamenti eseguiti dall'internal audit non siano stati evidenziati elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i rilievi segnalati, sono comunque state intraprese azioni di miglioramento del sistema di controllo interno. Tenuto anche conto delle segnalazioni la cui istruttoria si era già chiusa nel corso del 2006, restavano aperte al 31.12.2007 n. 89 segnalazioni, raggruppate in n. 61 fascicoli, di cui n. 51 afferenti a tematiche del sistema di controllo interno. Sulla base degli elementi informativi acquisiti all'esito degli accertamenti eseguiti dall'internal audit, allo stato attuale non abbiamo osservazioni o rilievi da sottoporre alla Vostra attenzione;
f) abbiamo vigilato sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Autodisciplina dell'Eni SpA adottato dal Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 13 dicembre 2006, in adesione al Codice promosso da Borsa Italiana SpA, ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del D.Lgs. 58/98, e abbiamo tra l'altro verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei Consiglieri. Abbiamo inoltre verificato il rispetto dei criteri di indipendenza da parte dei singoli membri del Collegio, come previsto dal Codice;

g) abbiamo preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale poste in essere ai sensi dei D.Lgs. 231/01 e 61/02 sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative. L'Organismo di Vigilanza, istituito dal Consiglio di Amministrazione nelle adunanze del 15 dicembre 2003 e 28 gennaio 2004 e modificato nella sua composizione e struttura nelle adunanze del 7 giugno 2007 e 31 gennaio 2008, ha relazionato sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2007 senza evidenziare fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente relazione;

h) abbiamo tenuto riunioni con i responsabili della società di revisione, anche ai sensi dell'art. 150, comma 2, del D.Lgs 58/98 e della disciplina prevista dalla Sarbanes Oxley Act, nel corso delle quali non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente relazione;

i) non abbiamo rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con altre parti correlate. Il Consiglio di Amministrazione nella Relazione sulla gestione ha fornito esaustiva illustrazione sulle operazioni, di natura ordinaria, di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale poste in essere con società controllate e con parti correlate, nonché sulle modalità di determinazione dell'ammontare dei corrispettivi ad esse afferenti e a tale relazione rimandiamo per quanto di competenza;

j) in ottemperanza alle disposizioni dell'"International Accounting Standards - IAS 24" concernente l'individuazione della nozione di parti correlate, segnaliamo che gli amministratori, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategiche hanno dichiarato di non aver posto in essere né direttamente né per interposta persona o per il tramite di soggetti ad essi riconducibili secondo le disposizioni dello IAS 24 richiamato, operazioni con l'Eni SpA e con le imprese dalla stessa controllate ai sensi dell'art. 93 del D.Lgs n. 58/98. Come risulta dalle Note al Bilancio Consolidato e al Bilancio di Esercizio, un componente il Consiglio di Amministrazione ha dichiarato che nel corso dell'esercizio 2007, analogamente a quanto verificatosi nei precedenti esercizi, un familiare di cui al paragrafo 9, lettera (e) dello IAS 24, in quanto proprietario della maggioranza azionaria di una holding controllante un gruppo di società, ha posto in essere operazioni commerciali e svolto prestazioni di manutenzione verso l'Eni SpA e altre società del Gruppo per complessivi 18 milioni di euro. I rapporti relativi alla sola Eni SpA sono ammontati a circa 2,3 milioni di euro in termini di acquisti da parte di Eni SpA e a circa 0,2 milioni di euro in termini di vendite;

k) la società di revisione ha rilasciato, in data 5 aprile 2008, le relazioni ai sensi dell'art. 156 del D.Lgs 58/98 rispettivamente per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato al 31 dicembre 2007, redatti in conformità agli International Financial Reporting Standards - IFRS adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che sia il bilancio di esercizio che il bilancio consolidato dell'Eni sono "stati redatti con chiarezza e rappresentano in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto e i flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data";

l) nel corso dell'esercizio non sono pervenute denunce ex art. 2408;

m) in data 19 giugno 2007 abbiamo espresso il parere favorevole ai sensi dell'art. 24 dello Statuto Sociale e dell'art. 154-bis, comma 1 del D.Lgs. 58/98, sulla proposta formulata dall'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente del Consiglio di Amministrazione, di nomina del Chief Financial Officer dell'Eni dott. Marco Mangiagalli a Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari;

n) con riferimento alla disposizione di cui all'art. 36, comma 1, lettera e del Regolamento Mercati (Delibera Consob n. 16191 del 29.10.2007), segnaliamo che la Società si è avvalsa del termine di 18 mesi, previsto dall'articolo 29, comma 2, del medesimo regolamento, per l'applicazione di quanto disposto dall'art. 36;

o) non abbiamo conoscenza di altri fatti o esposti di cui dare menzione all'Assemblea;

p) la società di revisione PricewaterhouseCoopers SpA (PwC), incaricata della revisione dall'Assemblea del 28 maggio 2004, incarico prorogato dall'Assemblea del 24 maggio 2007 ovvero soggetti appartenenti alla sua rete nel corso dell'esercizio 2007 hanno ricevuto dall'Eni SpA i seguenti incarichi: (i) revisione contabile per 7.804 mila euro; (ii) servizi di attestazione per 254 mila euro; (iii) servizi di consulenza fiscale: nessuno; (iv) altri servizi per 108 mila euro.
Gli altri servizi di revisione forniti all'Eni SpA dalla rete PwC sono relativi alla revisione del bilancio di sostenibilità.
La PwC ha inoltre prestato nel corso del 2007 alle società controllate dall'Eni SpA i seguenti servizi: (i) revisione contabile per 7.287 mila euro; (ii) servizi di attestazione per 223 mila euro; (iii) servizi di consulenza fiscale: nessuno; (iv) altri servizi per 6 mila euro.
I soggetti appartenenti alla rete della PwC hanno inoltre prestato nel corso del 2007 i seguenti servizi: (i) revisione contabile per 10.725 mila euro; (ii) servizi di attestazione per 88 mila euro; (iii) servizi di consulenza fiscale 81 mila euro; (iv) altri servizi per 175 mila euro.
Gli altri servizi forniti alle società controllate dall'Eni SpA dalla PwC e dai soggetti appartenenti alla sua rete sono relativi principalmente ad attività rese in relazione ad acquisizioni di assets del settore Exploration & Production.
I servizi di revisione contabile forniti dalla PwC a società controllate dall'Eni SpA sono riferiti per 328 mila euro a società a controllo congiunto.
I servizi di revisione contabile forniti dalla rete della PwC a società controllate dall'Eni SpA sono riferiti per 1.203 mila euro a società a controllo congiunto.
I corrispettivi dei servizi complessivamente svolti dalla PwC e dai soggetti appartenenti alla sua rete nel 2007 sono stati, pertanto, pari a 26.753 mila euro.
Alla PwC non sono stati attribuiti incarichi non consentiti dall'art. 160, comma 1-ter del TUF e dalle norme Consob di attuazione.
Tenuto conto:
- della dichiarazione di indipendenza rilasciata dalla PricewaterhouseCoopers SpA;
- degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete dall'Eni e dalle società del gruppo;
il Collegio non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza della PricewaterhouseCoopers SpA;

q) abbiamo rilasciato, a termine di legge, i pareri di cui all'art. 2389, 3 comma, del codice civile; la società di revisione ha rilasciato il parere di cui all'art. 158 del D.Lgs 24 febbraio 1998 n. 58, in relazione al disposto del 5° comma dell'articolo 2433-bis del codice civile (acconto sui dividendi);
Nello svolgimento dell'attività di vigilanza sopra descritta, nel corso dell'esercizio 2007, il Collegio si è riunito 18 volte, ha assistito alle 25 riunioni del Consiglio di Amministrazione e ha partecipato alle 14 riunioni del Comitato per il controllo interno.
Sulla base dell'attività di controllo svolta nel corso dell'esercizio non rileviamo motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2007 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

Paolo Andrea Colombo, Presidente del Collegio Sindacale

Filippo Duodo, Sindaco effettivo

Edoardo Grisolia, Sindaco effettivo

Riccardo Perotta, Sindaco effettivo

Giorgio Silva, Sindaco effettivo

Milano 6 aprile 2008

Attestazione del bilancio di esercizio ai sensi dell'art. 81-*ter* del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni

1. I sottoscritti Paolo Scaroni e Marco Mangiagalli in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-*bis*, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
   - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
   - l'effettiva applicazione

   delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio di esercizio nel corso del 2007.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2007 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello *Internal Control – Integrated Framework* emesso dal *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* che rappresenta un *framework* di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2007:
   a) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
   b) redatto in conformità ai principi contabili internazionali emanati dall'International Accounting Standards Board adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005, a quanto consta, è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente.

14 marzo 2008

/firma/ Paolo Scaroni
Paolo Scaroni
Amministratore Delegato

/firma/ Marco Mangiagalli
Marco Mangiagalli
Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione

PRICEWATERHOUSECOOPERS

PricewaterhouseCoopers SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETA' DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 156 DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58

Agli Azionisti della
Eni SpA

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dei movimenti del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni SpA chiuso al 31 dicembre 2007. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli amministratori della Eni SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio d'esercizio sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Per il giudizio relativo al bilancio d'esercizio dell'esercizio precedente i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 3 maggio 2007.

3 A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2007 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs n. 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto ed i flussi di cassa della Eni SpA per l'esercizio chiuso a tale data.

Milano, 5 aprile 2008

PricewaterhouseCoopers SpA

Pierangelo Schiavi
(Revisore contabile)

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. 3.754.400,00 Euro i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n. 43 dell'Albo Consob – Altri Uffici: Bari 70125 Viale della Repubblica 110 Tel. 0805429863 – Bologna 40122 Via delle Lame 111 Tel. 051526611 – Brescia 25123 Via Borgo Pietro Wuhrer 23 Tel. 0303697501 – Firenze 50129 Viale Milton 65 Tel. 055471747 – Genova 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01029041 – Napoli 80121 Piazza dei Martiri 30 Tel. 08136181 – Padova 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 – Palermo 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 – Parma 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521242848 – Roma 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 – Torino 10129 Corso Montevecchio 37 Tel. 011556771 – Trento 38100 Via Grazioli 73 Tel. 0461237004 - Treviso 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 – Trieste 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - Udine 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 – Verona 37122 Corso Porta Nuova 125 Tel.0458002561

Deliberazione dell'Assemblea degli azionisti



ALLEGATI 2007

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2007

■ Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2007

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e dall'art. 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate e collegate di Eni SpA al 31 dicembre 2007, nonché delle partecipazioni rilevanti.

Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione.

In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'*International Standard ISO 4217*.

Al 31 dicembre 2007 le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Controllate			Collegate			Altre partecipazioni rilevanti [a]		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate	**52**	**205**	**257**						
Partecipazioni di imprese consolidate [b]									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	16	46	62	48	95	143			
Valutate con il metodo del costo	6	16	22	14	26	40	9	24	33
	22	**62**	**84**	**62**	**121**	**183**	**9**	**24**	**33**
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate		3	3						
Possedute da imprese a controllo congiunto				4	20	24			
		3	**3**	**4**	**20**	**24**			
Totale imprese	**74**	**270**	**344**	**66**	**141**	**207**	**9**	**24**	**33**

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate e collegate non quotate superiori al 10% del capitale.

(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative e le imprese il cui consolidamento non produce effetti significativi (v. Bilancio consolidato - Criteri di redazione -). Si presumono, generalmente, non significative le imprese che non superano due dei seguenti parametri: (i) totale attivo o indebitamento finanziario lordo: 3,125 milioni di euro; (ii) totale ricavi: 6,250 milioni di euro; (iii) numero medio dei dipendenti: 50 unità.

Società controllate e collegate residenti in Stati o territori a regime fiscale privilegiato

Gli Stati o territori aventi un regime fiscale privilegiato sono individuati dal decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze 21 novembre 2001 (Decreto) che elenca quelli il cui regime fiscale è considerato privilegiato: (i) in via generale e senza alcuna distinzione, all'art. 1; (ii) con l'esclusione di individuate fattispecie, all'art. 2; (iii) limitatamente ad alcuni regimi particolari, all'art. 3.

Al 31 dicembre 2007 Eni controlla 16 società residenti o con filiali (3) in Stati o territori a regime fiscale privilegiato individuati dal Decreto soggette a imposizione in Italia perché beneficiano di tali regimi. Di queste 16 società, 11 sono soggette ad imposizione in Italia o perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni (10) o perché divenute fiscalmente residenti a seguito del trasferimento in Italia della sede dell'amministrazione (1). Le restanti 5 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma solo a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate in considerazione dell'effettiva attività ivi esercitata. Delle 16 società controllate 8 rivengono dalle acquisizioni della Lasmo Plc, della Bouygues Offshore SA, della Frigstad Discoverer Invest Ltd e delle attività congolesi della Maurel & Prom.

Eni controlla inoltre 22 società residenti in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto che non si avvalgono dei regimi privilegiati ivi previsti.

Nessuna società controllata residente o localizzata nei Paesi individuati dal Decreto ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2007 sono stati oggetto di revisione contabile da parte della PricewaterhouseCoopers. Fanno eccezione i bilanci della Frigstad Discoverer Invest Ltd con sede nelle Isole Vergini britanniche e della Frigstad Discoverer Invest (S) Pte Ltd con sede a Singapore, entrambi oggetto di revisione contabile da parte della KPMG ed il bilancio della Zetah Congo Ltd con sede alle Bahamas, oggetto di revisione da parte della Deloitte.

Al 31 dicembre 2007 Eni detiene inoltre, direttamente o indirettamente, partecipazioni non inferiori al 20% agli utili in 23 società residenti o localizzate in Stati o territori a regime fiscale privilegiato individuati dal Decreto, di cui 17 sono soggette a imposizione in Italia perché beneficiano di tali regimi e 6 non sono soggette a imposizione in Italia perché, benché siano residenti o localizzate in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto, non si avvalgono dei regimi privilegiati ivi previsti. Di queste 23 società 14 sono riportate nel successivo elenco delle imprese collegate; le altre 9 società sono rilevanti solo ai fini della normativa fiscale italiana.

Nei successivi elenchi delle imprese controllate e collegate, le società residenti in Stati o territori di cui al Decreto sono contrassegnate da un richiamo alla nota a piè pagina dove viene indicato il riferimento agli articoli del Decreto e il trattamento fiscale in Italia del reddito della società.

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni SpA (#)	Roma	EUR	4.005.358.876	Ministero dell'Economia e delle Finanze	20,31	100,00	C.I.
				Cassa Depositi e Prestiti SpA	9,99		
				Eni SpA	8,70		
				Altri soci	61,00		

IMPRESE CONTROLLATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio SET Sviluppo Elettrico Trecate (in liquidazione)	San Martino Trecate (NO)	EUR	5.680.950	Eni SpA	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
Eni Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni East Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	15.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Medio Oriente SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	824.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	29.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Ieoc SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	229.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	3.085.000	Eni SpA	70,00	70,00	C.I.
				Soci terzi	30,00		
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	37.980.800	Eni SpA	99,96	99,96	C.I.
				Soci terzi	0,04		
Stoccaggi Gas Italia SpA - Stogit SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	152.205.500	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Sviluppo Tecnologie Industriali SpA	Pisa	EUR	250.000	Tecnomare SpA	66,83		P.N.
				Soci terzi	33,17		
Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA	Venezia	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'UE.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Azerbaijan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	50.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	L'Aia (Paesi Bassi)	EUR	52.500	Agip Caspian Sea BV	100,00		Co.
Agip Oil Ecuador BV (1)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Agip USA Inc (in liquidazione)	Wilmington (USA)	USD	3.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
AKD Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.152	Agip Azerbaijan BV	100,00		
Eni AEP Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	73.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Wilmington (USA)	USD	100.072.000	Eni UHL Ltd Soci terzi	0,07 (a) 99,93	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV (2)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV (2)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni ANS Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	1.700.000	Eni UKCS Ltd	100,00		Co.
Eni AOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	187.916.668	Eni Ventures Plc - (L)	100,00		Co.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	2.191.149	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00		P.N.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni BBH Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	84.329.100	Eni BB Ltd	100,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(a) Quota di controllo: Eni UHL Ltd 100,00
(1) La società ha una filiale in Ecuador che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.
(2) La società ha una filiale in Angola che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni BBI Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.200.000	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni BB Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni BB Petroleum Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	34.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Bulungan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	29.832.777,120	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Brazzaville (Congo)	USD	17.000.000	Eni Congo Holding BV Eni Int. NA NV Sàrl Eni International BV	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Eni Croatia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Dación BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	21.250.000	Eni MHH Ltd (L)	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Forties Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	11.000	Eni UKCS Ltd	100,00		P.N.
Eni Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Grand Maghreb BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90,450	Eni North Africa BV	100,00	100,00	C.I.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2.000.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International Exploration Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni ULX Ltd	100,00		Co.
Eni International Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	100.000	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni International NA NV Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-21 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	AUD	52.253.853	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	337.638.724,250	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Liverpool Bay Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	80.400.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Mali BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Management International Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00		P.N.
Eni Marketing Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni MEP Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	570.000	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni MHH Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	33.403.604,150	Eni MOG Ltd (L)	100,00	100,00	C.I.
Eni Middle East BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.000.002	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	220.711.147,500	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Morocco BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Neptune Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	566.903	Eni Lasmo Plc Eni Pakistan Ltd	99,99 (..)		Co.
Eni Norge AS	Forus, Stavanger (Norvegia)	NOK	278.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil do Brasil SA	Rio De Janeiro (Brasile)	BRL	1.355.879.000	Eni International BV Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Oil & Gas Inc	Wilmington (USA)	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Overseas Holdings Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Papalang Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Wilmington (USA)	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Llc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni PetroRussia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	100.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Popodi Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Resources Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	37.106.616	Eni Energy Ltd (L)	100,00	100,00	C.I.
Eni Securities Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	187.002	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	196.976.684,010	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	3.720.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Transportation Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.001.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Trinidad and Tobago Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Trinidad and Tobago Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	TTD	1.181.880	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni TTO Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	57.085.385	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BEK BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni UFL Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	40.100.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	17.000.100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	50.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	93.215.492,250	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Wilmington (USA)	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	278.050.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		Co.
Eurl Eni Algerie	Algeri (Algeria)	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sàrl	100,00		P.N.
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Grand Maghreb Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Neptune Ltd (L) Eni Grand Maghreb BV	50,00 50,00		Co.
Lasmo Oil Development (Canada) Ltd	Toronto (Canada)	CAD	0,100	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Lasmo Sanga Sanga Ltd (9)	Hamilton (Bermuda)	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Nigerian Agip CPFA Ltd (ex Nigerian Agip Trustees Ltd)	Lagos (Nigeria)	NGN	1.250.000	NAOC Ltd Nigerian Agip E. Ltd	99,00 1,00		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
OOO "Eni Energhia"	Mosca (Russia)	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Pennant Insurance Co Ltd (8) (in liquidazione)	Hamilton (Bermuda)	USD	1.000.000	Eni UHL Ltd	100,00		Co.
Secab Niugini Ltd	Port Moresby (Papua Nuova Guinea)	PGK	3.186.964	Eni International BV	100,00		P.N.
Zetah Congo Ltd (8)	Nassau (Bahamas)	USD	300	Eni Congo SA Soci terzi	66,67 33,33		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Enl	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Acqua Campania SpA	Napoli	EUR	4.950.000	Italgas SpA Eni SpA Saipem SpA Snamprogetti SpA Soci terzi	35,20 10,20 2,55 2,55 49,50	47,61	C.I.
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	Napoli	EUR	15.400.000	Italgas SpA Soci terzi	99,69 0,31	99,69	C.I.
Eni Gas Transport Deutschland SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	5.543.728	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Hellas SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	149.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci terzi	86,50 13,50	86,50	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Trasmissione SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	16.362.447,720	EniPower SpA	100,00	100,00	C.I.
GNL Italia SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	17.300.000	Snam Rete Gas SpA	100,00	55,59	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	EUR	2.080.000	Eni SpA	100,00		Co.
Servizi Territori Aree Penisole SpA	Napoli	EUR	120.000	Napoletana Gas SpA Soci terzi	70,00 30,00		P.N.
Siciliana Gas SpA	Palermo	EUR	45.678.330,300	Italgas SpA	100,00	100,00	C.I.
Snam Rete Gas SpA (#)	San Donato Milanese (MI)	EUR	1.956.318.100	Eni SpA Snam Rete Gas SpA Soci terzi	50,04 (a) 9,99 39,97	55,59	C.I.
Società EniPower Ferrara Srl	San Donato Milanese (MI)	EUR	110.000.000	EniPower SpA Soci terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Società Italiana per il Gas pA	Torino	EUR	252.263.314	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Toscana Energia Clienti SpA	Pistoia	EUR	7.148.428,170	Eni SpA Italgas SpA Toscana Energia SpA	61,45 17,77 20,78	79,22	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'UE.
(a) Quota di controllo: Eni SpA 55,59
Soci terzi 44,41

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	EUR	12.956.935	Eni SpA Soci terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Distribuidora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	202.351.288	Inv.Gas Cuyana SA Eni SpA Soci terzi	51,00 6,84 42,16	45,60	C.I.
Eni Gas & Power GmbH	Francoforte sul Meno (Germania)	EUR	75.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport International SA (ex Eni Gas & Power CH SA) (10)	Lugano (Svizzera)	CHF	54.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P France BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Gas Brasiliano Distribuidora SA	Sao Paulo (Brasile)	BRL	492.363.600	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci terzi	75,00 25,00	75,00	C.I.
Inversora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	60.012.000	Eni SpA Soci terzi	76,00 24,00	76,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	TND	99.000	Eni International BV Soci terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi (Tunisia)	TND	200.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
South Stream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	50.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Tigáz Gepa Kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	52.780.000	Tigáz Zrt	100,00		P.N.
Tigáz-Dso Földgázelosztó kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	50.000.000	Tigáz Zrt	100,00	50,08	C.I.
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörûen Mûködõ Részvénytársaság	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	17.000.000.000	Eni SpA Tigáz Zrt Sofid SpA Soci terzi	50,00 (a) 0,16 (..) 49,83	50,08	C.I.
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (3)	St. Helier (Isole del Canale)	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(a) Quota di controllo:

Eni SpA	50,08
Sofid SpA	(..)
Soci terzi	49,91

(3) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: la società a seguito del trasferimento della sede dell'amministrazione in Italia è ivi soggetta a imposizione.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
AgipFuel Nord SpA	Pero (MI)	EUR	8.670.000	AgipFuel SpA	100,00	100,00	C.I.
AgipFuel SpA	Roma	EUR	3.637.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
AgipRete SpA	Roma	EUR	27.480.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Consorzio AgipGas Sabina	Cittaducale (RI)	EUR	5.160	AgipRete SpA Soci terzi	70,00 30,00		Co.
Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione)	Pomezia (RM)	EUR	117.757	Praoil SpA AgipFuel SpA Soci terzi	51,00 41,66 7,34		P.N.
Consorzio Movimentazioni Petrolifere nel Porto di Livorno	Stagno (LI)	EUR	1.000	Ecofuel SpA Costiero Gas L.SpA Soci terzi	49,90 11,00 39,10		Co.
Costiero Gas Livorno SpA	Livorno	EUR	26.000.000	AgipRete SpA Soci terzi	65,00 35,00	65,00	C.I.
Ecofuel SpA	Milano	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping SpA	Roma	EUR	49.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Petrolig Srl	Genova	EUR	104.000	Ecofuel SpA Soci terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Petroven Srl	Genova	EUR	156.000	Ecofuel SpA Soci terzi	68,00 32,00	68,00	C.I.
Praoil Oleodotti Italiani SpA	Roma	EUR	74.189.479	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	EUR	92.304.660	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
SeaPad SpA	Genova	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci terzi	80,00 20,00		P.N.

ALL'ESTERO

Afi Hotels Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	EUR	1.032.920	Eni SpA	100,00		P.N.
Agip Austria GmbH	Vienna (Austria)	EUR	20.000.000	Eni International BV Agip Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Agip Austria Tankstellenbetrieb GmbH	Vienna (Austria)	EUR	35.000	Agip Austria GmbH	100,00		P.N.
Agip Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Ceská Republika Sro	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	1.511.913.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	100,00	C.I.
Agip Ecuador SA (10)	Quito (Ecuador)	USD	103.142,080	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Agip España SA	Madrid (Spagna)	EUR	61.600.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip France Sàrl	Lione (Francia)	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Hungaria Zrt	Budapest (Ungheria)	HUF	9.491.500.000	Eni International BV Soci terzi	99,40 0,60	99,40	C.I.
Agip Lubricantes SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	1.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV Soci terzi	96,99 3,00 (..)	100,00	C.I.
Agip Oil Ceská Republika Sro	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	800.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Oil Slovensko Spol Sro	Bratislava (Slovacchia)	SKK	370.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Agip Olaj Magyarország Kft	Budapest (Ungheria)	HUF	5.950.100.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Portugal Combustiveis SA	Algès (Portogallo)	EUR	2.754.480	Agip España SA	100,00	100,00	C.I.
Agip Romania Srl	Bucarest (Romania)	RON	23.876.310	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Schmiertechnik GmbH	Würzburg (Germania)	EUR	2.000.000	Agip Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovenija doo	Lubiana (Slovenia)	SIT	909.560.400	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovensko Spol Sro	Bratislava (Slovacchia)	SKK	740.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Suisse SA (10)	Losanna (Svizzera)	CHF	102.500.000	Eni International BV Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Trading Services BV (4)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.160	Eni International BV	100,00		P.N.
Agip Trading Services Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	500	Eni International BV	100,00		P.N.
American Agip Co Inc	Wilmington (USA)	USD	27.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni España Comercializadora de Gas SA	Madrid (Spagna)	EUR	1.700.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Esacontrol SA (10)	Quito (Ecuador)	USD	60.000	Agip Ecuador SA Soci terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA (10)	Quito (Ecuador)	USD	30.000	Agip Ecuador SA	100,00	100,00	C.I.
Hotel Assets Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	44.005.000	Eni SpA	100,00		P.N.
OOO "Nefto - Agip"	Mosca (Russia)	RUB	246.760	Eni International BV	100,00		P.N.
Tecnoesa SA (10)	Quito (Ecuador)	USD	36.000	Agip Ecuador SA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(4) La società ha una filiale in Singapore, Paese incluso negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Petrolchimica

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Polimeri Europa SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	1.553.400.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
IN ITALIA							
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	EUR	1.549.060	Polimeri Europa SpA Syndial SpA EniPower SpA Soci terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	EUR	6.000.000	Polimeri Europa SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci terzi	39,16 25,59 1,79 33,46		P.N.
ALL'ESTERO							
Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkoruen Mukodo Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	HUF	2.113.902.000	Polimeri Europa SpA Polimeri Benelux SA Polimeri Europa GmbH	77,91 11,05 11,04	100,00	C.I.
Kelvin Terminals Koelveem BV	Al Terneuzen (Paesi Bassi)	EUR	36.000	Polimeri Eur. UK Ltd	100,00		P.N.
Polimeri Europa Americas Inc	New York (USA)	USD	78.370	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Benelux SA	Waterloo (Belgio)	EUR	10.000.000	Polimeri Europa SpA Polimeri France SAS	99,99 (..)	100,00	C.I.
Polimeri Europa Distribution SA (10) (in liquidazione)	Manno (Svizzera)	CHF	100.000	Polimeri Europa GmbH	100,00		P.N.
Polimeri Europa Elastomeres France SA (in liquidazione)	Champagnier (Francia)	EUR	13.011.904	Polimeri Europa SpA Soci terzi	99,99 (..)		P.N.
Polimeri Europa France SAS	Mardyck (Francia)	EUR	126.115.582,900	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa GmbH (12)	Francoforte sul Meno (Germania)	EUR	100.000	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Hellas SA	Atene (Grecia)	EUR	367.575	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Ibérica SA	Barcellona (Spagna)	EUR	2.524.200	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Kimya Ürünleri Ticaret Ltd Sirketi	Istanbul (Turchia)	TRY	20.000	Polimeri Europa SpA Polimeri Europa GmbH	90,00 10,00		P.N.
Polimeri Europa Norden AS	Copenaghen (Danimarca)	DKK	3.000.000	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Polska Sp. zo.o	Varsavia (Polonia)	PLN	1.000.000	Dunastyr Zrt	100,00		P.N.
Polimeri Europa Portugal SA	Viana do Castelo (Portogallo)	EUR	50.000	Polimeri Eur. UK Ltd Soci terzi	99,56 0,44		P.N.
Polimeri Europa UK Ltd	Hythe (Regno Unito)	GBP	4.004.040	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.
(12) La società ha una filiale in Svizzera che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

Ingegneria & Costruzioni

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem SpA (#)	San Donato Milanese (MI)	EUR	441.410.900	Eni SpA Saipem SpA Soci terzi	42,91 (a) 1,14 55,95	43,42	C.I.
IN ITALIA							
Consorzio Bonifica Aree e Siti Inquinati (in liquidazione)	Milano	EUR	20.658,280	Snamprogetti SpA Syndial SpA	50,00 50,00		P.N.
Consorzio Ras - Realizzazioni Attraversamenti Sotterranei (in liquidazione)	Udine	EUR	10.329	Snamprogetti SpA Soci terzi	51,00 49,00		P.N.
Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino (CH)	EUR	10.329,140	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Ecos Group Srl	Roma	EUR	10.400	Snamprogetti SpA	100,00		P.N.
Energy Maintenance Services SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	9.020.216	Saipem SpA	100,00	43,42	C.I.
Engineering & Management Services SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	309.600	Snamprogetti SpA	100,00	43,42	C.I.
Intermare Sarda SpA	Tortoli (OG)	EUR	6.708.000	Saipem SpA	100,00	43,42	C.I.
Saipem Energy International SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	2.550.000	Saipem SpA	100,00	43,42	C.I.
Saipem FPSO SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	884.000	Saipem SpA	100,00	43,42	C.I.
Saipem Projects SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	216.500.000	Saipem SpA	100,00	43,42	C.I.
Snamprogetti SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	103.200.000	Saipem Projects SpA	100,00	43,42	C.I.
Snamprogetti Sud SpA	Vibo Valentia	EUR	5.000.040	Snamprogetti SpA	100,00	43,42	C.I.
ALL'ESTERO							
Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	322.350.000	Snamprogetti SpA Snamprog. Netherl. BV	99,00 1,00	43,42	C.I.
Bannorsud - Comércio Serviços de Consultoria e Investimentos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA	100,00		P.N.
BOSCONGO SA	Pointe Noire (Congo)	XAF	200.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,99 0,01	43,42	C.I.
BOS Investment Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.000.000	Saipem SA Entreprise N. M. SA	99,99 (..)	43,42	C.I.
BOS - UIE Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	3.300.000	BOS Investment Ltd	100,00	43,42	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'UE.
(a) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Eni SpA 43,42; Soci terzi 56,58

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Delong Hersent - Estudos, Construções Maritimas e Participações, Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SA	100,00	43,42	C.I.
Entreprise Nouvelle Marcellin SA	Marsiglia (Francia)	EUR	1.018.700	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	43,42	C.I.
ER SAI Caspian Contractor Llc	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.105.930.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00	21,71	C.I.
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.760	Saipem Intern. BV	100,00	43,42	C.I.
European Marine Contractors Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000.000	Saipem UK Ltd E.M.I. Ltd	50,00 50,00	43,42	C.I.
European Marine Investments Ltd	Londra (Regno Unito)	USD	20.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,42	C.I.
European Maritime Commerce BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	ERS BV	100,00	43,42	C.I.
Frigstad Discoverer Invest Ltd (8)	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	USD	215.000	Saipem SpA	100,00	43,42	C.I.
Frigstad Discoverer Invest (S) Pte Ltd (8)	Singapore (Singapore)	SGD	2	Frigstad Dis.Inv.Ltd	100,00	43,42	C.I.
Global Petroprojects Services AG (10)	Zurigo (Svizzera)	CHF	5.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,42	C.I.
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad, Mumbai (India)	INR	100.000	Serv.Eq.Gaz.Petr.SA Soci terzi	55,00 45,00	23,83	C.I.
Hazira Marine Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad, Mumbai (India)	INR	100.000	Saipem SA Sofresid SA	99,99 0,01	43,42	C.I.
Katran-K Llc	Krasnodar (Russia)	RUB	1.603.800	Saipem Intern. BV	100,00	43,42	C.I.
Moss Arctic Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	100.000	Moss Maritime AS	100,00	43,42	C.I.
Moss Maritime AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	40.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,42	C.I.
Moss Maritime Inc	Houston (USA)	USD	145.000	Moss Maritime AS	100,00	43,42	C.I.
Moss Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	20.000.000	Moss Maritime AS	100,00	43,42	C.I.
Nigerian Services & Supply Co Ltd	Victoria Island-Lagos (Nigeria)	NGN	40.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)		P.N.
North Caspian Service Co	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.910.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,42	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	100.719.045	Saipem Intern. BV Soci terzi	99,99 (..)	43,42	C.I.
Petromar Lda (10)	Luanda (Angola)	USD	357.142,850	Delong H-ECMP Lda Soci terzi	70,00 30,00	30,40	C.I.
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	30.290.000	Saipem Intern. BV Saipem Asia Sdn Bhd	99,99 (..)	43,42	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
SAGIO Companhia Angolana De Gestão De Instalação Offshore Limitada (10)	Luanda (Angola)	AOA	1.600.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	60,00 40,00		P.N.
Saibos Construções Maritimas Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	27.551.052	Saipem SA	100,00	43,42	C.I.
Saigut SA De Cv	Ensenada (Messico)	MXN	90.050.000	Saimexicana SA Saipem Serv.M.SA Cv	99,99 (..)	43,42	C.I.
Saimexicana SA De Cv	Città del Messico (Messico)	MXN	50.000	Saipem SA Entreprise N. M. SA	99,99 (..)	43,42	C.I.
Saipem America Inc	Wilmington (USA)	USD	50.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,42	C.I.
Saipem Argentina de Perforaciones, Montajes Y Proyectos Sociedad Anónima, Minera, Industrial, Comercial y Financiera (in liquidazione)	Buenos Aires (Argentina)	ARS	444.500	Saipem Intern. BV Soci terzi	99,58 0,42		P.N.
Saipem Asia Sdn Bhd (9)	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	8.116.500	Saipem Intern. BV	100,00	43,42	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	10.661.000	Saipem Intern. BV	100,00		P.N.
Saipem Contracting Algerie SpA	Hassi Messaoud (Algeria)	DZD	1.556.435.000	Sofresid SA Saipem SA Soci terzi	99,99 (..) (..)	43,42	C.I.
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	827.000.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	97,94 2,06	42,53	C.I.
Saipem do Brasil Serviços de Petroleo Ltda	Rio De Janeiro (Brasile)	BRL	14.719.299	Saipem FPSO SpA Soci terzi	99,99 (..)	43,42	C.I.
Saipem Engineering Nigeria Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	72.000.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	98,96 1,04		P.N.
Saipem Holding France SAS	Montigny-le-Bretonneux (Francia)	EUR	40.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,42	C.I.
Saipem India Project Services Ltd	Chennai (India)	INR	47.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	43,42	C.I.
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	43,42	C.I.
Saipem Logistics Services Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	55.000.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	99,99 (..)	43,42	C.I.
Saipem Luxembourg SA (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	EUR	31.002	Saipem SGPS SA Saibos Con. Mar. Lda	99,99 (..)	43,42	C.I.
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd (9)	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	1.033.500	Saipem Intern. BV Soci terzi	41,95 (a) 58,05	17,97	C.I.
Saipem Mediteran Usluge doo	Rijeka (Croazia)	HRK	1.500.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,42	C.I.
Saipem Misr for Petroleum Services SAE	Port Said (Egitto)	EUR	2.000.000	Saipem Intern. BV ERS BV European M. C. BV	99,92 0,04 0,04	43,42	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(a) Quota di controllo: Saipem Intern BV 41,38
Soci terzi 58,62
(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	89,41 10,59	38,83	C.I.
Saipem Perfuraçoes e Construçoes Petroliferas Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	224.459	Saipem SGPS SA	100,00	43,42	C.I.
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	299.278.738,240	Saipem SGPS SA	100,00	43,42	C.I.
Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS Sociedade Unipessoal SA	Funchal (Portogallo)	EUR	49.900.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,42	C.I.
Saipem SA (5)	Montigny-le-Bretonneux (Francia)	EUR	26.488.694,960	Saipem SpA	100,00	43,42	C.I.
Saipem Services México SA De Cv	Città del Messico (Messico)	MXN	50.000	Saimexicana SA Saipem America Inc	99,99 (..)	43,42	C.I.
Saipem Services SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	61.500	Saipem Intern. BV ERS BV	99,98 0,02	43,42	C.I.
Saipem Singapore Pte Ltd (8)	Singapore (Singapore)	SGD	25.000	Saipem SA	100,00	43,42	C.I.
Saipem UK Ltd	New Malden, Surrey (Regno Unito)	GBP	6.470.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,42	C.I.
Saipem Venezuela SA	Caracas (Venezuela)	VEB	20.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,95 0,05		Co.
SAIR Construções Mecanicas de Estruturas Maritimas Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	86,00 14,00		P.N.
SAS Port de Tanger	Montigny-le-Bretonneux (Francia)	EUR	37.000	Saipem SA	100,00	43,42	C.I.
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	5.000.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	60,00 40,00	26,05	C.I.
Services et Equipements Gaziers et Petroliers SA	Lorient (Francia)	EUR	38.125	Saipem SA Soci terzi	99,76 0,24	43,32	C.I.
Shipping and Maritime Services Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	13.000.000	ERS BV Soci terzi	99,99 (..)		P.N.
Snamprogetti Africa (Nigeria) Ltd (in liquidazione)	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Snamprog. Netherl. BV Snamprog. M.Serv. SA	99,00 1,00		P.N.
Snamprogetti Canada Inc	Montreal (Canada)	CAD	100.100	Saipem Intern. BV	100,00	43,42	C.I.
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.151,200	Snamprog. Netherl. BV	100,00		P.N.
Snamprogetti France Sàrl (7)	Paris La Defense (Francia)	EUR	22.867,500	Snamprog. Netherl. BV	100,00	43,42	C.I.
Snamprogetti Ltd	Basingstoke (Regno Unito)	GBP	15.000.000	Snamprog. Netherl. BV	100,00	43,42	C.I.
Snamprogetti Lummus Gas Ltd (13)	Sliema (Malta)	EUR	50.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	99,00 1,00	42,99	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(5) La società ha una filiale negli Emirati Arabi Uniti, Paese incluso negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(7) La società ha una filiale nell'Oman, Paese incluso negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(13) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Snamprogetti Management Services SA (10)	Ginevra (Svizzera)	CHF	50.000.000	Snamprog. Netherl. BV	100,00	43,42	C.I.
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	92.117.340	Snamprogetti SpA	100,00	43,42	C.I.
Snamprogetti Romania Srl	Bucarest (Romania)	RON	5.034.100	Snamprog. Netherl. BV Saipem Intern. BV	99,00 1,00	43,42	C.I.
Snamprogetti Saudi Arabia Ltd	Al-Khobar (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Saipem Intern. BV Samprog. Netherl. BV	95,00 5,00	43,42	C.I.
Snamprogetti USA Inc	Dover (USA)	USD	2.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,42	C.I.
Société de Construction d'Oleoducs Snc	Montigny-le-Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Serv.Eq.Gaz.Petr.SA Entreprise N. M. SA	99,90 0,10	43,32	C.I.
Sofresid Engineering SA	Montigny-le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.267.142,800	Sofresid SA Soci terzi	99,99 0,01	43,42	C.I.
Sofresid SA	Montigny-le-Bretonneux (Francia)	EUR	8.253.840	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)	43,42	C.I.
Sonsub AS	Randaberg (Norvegia)	NOK	1.882.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,42	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	13.157.570	Saipem Intern. BV	100,00	43,42	C.I.
Sonsub Ltd (in liquidazione)	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	5.901.028	Saipem Intern. BV	100,00	43,42	C.I.
Star Gulf FZ Co (9)	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	500.000	Saipem SGPS SA Saipem Portugal Lda	80,00 20,00	43,42	C.I.
Sud Est Cie SA	Aix En Provence (Francia)	EUR	95.440	Sofresid SA Soci terzi	99,70 0,30		Co.
TBE Ltd	Damietta (Egitto)	EGP	50.000	Saipem SA Soci terzi	70,00 30,00		P.N.
Varisal - Serviços De Consultadoria e Marketing Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	500.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00	21,71	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	EUR	23.519.847,160	Syndial SpA Soci terzi	99,96 0,04		P.N.
Consorzio Infoter - Informatica per il Territorio (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	10.320	Syndial SpA Sofid SpA	95,00 5,00		P.N.
Consorzio Utenti Acquedotti Industriali ed Altri Servizi di Interesse Collettivo SpA (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	1.033.000	Syndial SpA Soci terzi	87,00 13,00		P.N.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	EUR	104.000	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.
Iniziative e Sviluppo di Attività Industriali - ISAI SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci terzi	58,70 41,30		P.N.
RESCO ScpA (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	912.000	Syndial SpA Soci terzi	93,80 6,20		P.N.
Syndial SpA - Attività Diversificate	San Donato Milanese (MI)	EUR	429.621.791,040	Eni SpA Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Oleodotto del Reno SA (10)	Coira (Svizzera)	CHF	1.550.000	Syndial SpA	100,00		P.N.
Rheinishe Oelleitungs GmbH (in liquidazione)	Hoerbranz (Austria)	EUR	4.215.024,380	Oleodotto Reno SA	100,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Corporate e società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	EUR	4.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniServizi SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	13.427.419,080	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Immobiliare Est SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	25.820.000	Eni SpA	100,00		Co.
Padana Assicurazioni SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	15.600.000	Sofid SpA Eni SpA	73,25 26,75	99,72	C.I.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	5.160.000	Sofid SpA Soci terzi	49,00 51,00	48,81	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	35.917.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid - SpA	Roma	EUR	85.537.498,800	Eni SpA Soci terzi	99,61 0,39	99,61	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Trading BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Coordination Center SA	Bruxelles (Belgio)	USD	1.975.036.000	Eni International BV Eni Trading BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Insurance Ltd	Dublino (Irlanda)	EUR	100.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Bank Ltd (8) (in liquidazione)	Nassau (Bahamas)	USD	50.000.000	Eni SpA Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

IMPRESE COLLEGATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Thetis - Polo delle Tecnologie del Mare (in liquidazione)	Venezia	EUR	74.886	Tecnomare SpA Soci terzi	20,00 80,00		Co.

ALL'ESTERO

Agiba Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	40,00 60,00		Co.
Al-Fayrouz Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Artic Russia BV (†) **(ex Eni Russia BV)**	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	100.000	Eni International BV Soci terzi	60,00 40,00		P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Burren Energy Plc (#)	Londra (Regno Unito)	GBP	28.221.713,600	Eni UK Holding Plc Soci terzi	24,90 75,10		P.N.
CARDÓN IV SA (†)	Caracas (Venezuela)	VEB	10.000.000	Eni Venezuela BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañia Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	VEB	100.000	Eni Venezuela BV Soci terzi	26,00 74,00		Co.
East Delta Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	37,50 62,50		Co.
El Temsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Eni Oil Co Ltd (9)(†)	Nassau (Bahamas)	USD	5.000	Eni North Africa BV Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Enirepsa Gas Ltd (†)	Al-Khobar (Arabia Saudita)	SAR	11.250.000	Eni Middle East BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Enstar Petroleum Ltd	Calgary (Canada)	CAD	0,100	Unimar Llc	100,00		
InAgip doo (†)	Zagabria (Croazia)	HRK	54.000	Eni Croatia BV Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Marketing Services Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci terzi	38,00 62,00		P.N.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci terzi	32,50 67,50		Co.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci terzi	38,00 62,00		P.N.
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USD	0 (a)	Eni Oil & Gas Inc Soci terzi	32,50 67,50		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(a) Azione senza Valore Nominale.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'UE.
(†) La società è a controllo congiunto.
(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV	25,00		Co.
				Soci terzi	75,00		
Mellitah Gas BV (†) (ex Eni Gas BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni North Africa BV	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV	37,50		Co.
				Soci terzi	62,50		
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV	30,00		Co.
				Soci terzi	70,00		
OAO "Arctic Gas Co" (†)	Novyi Urengoi City (Russia)	RUB	2.400.000	OOO "EniNeftegaz"	100,00		
OAO "Neftegaztekhnologiya" (†)	Novyi Urengoi City (Russia)	RUB	500.000	OOO "EniNeftegaz"	100,00		
OOO "EniNeftegaz" (b) (†)	Mosca (Russia)	RUB	55.114.150.000	Eni Oil Holdings BV	(..)		P.N.
				Artic Russia BV	99,99		
Petrobel Belayim Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
PetroSucre, S.A.	Caracas (Venezuela)	VEB	1.000.000.000	Eni Venezuela BV	26,00		P.N.
				Soci terzi	74,00		
Port Said Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV	22,50		Co.
				Soci terzi	77,50		
Ras El Barr Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV	25,00		Co.
				Soci terzi	75,00		
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV	37,50		Co.
				Soci terzi	62,50		
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA (†)	Tunisi (Tunisia)	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Sodeps - Société de Developpement et d'Exploitation du Permis du Sud SA	Tunisi (Tunisia)	TND	100.000	Eni Tunisia BV	49,50		Co.
				Soci terzi	50,50		
Tecninco Engineering Contractors Llp	Aksai (Kazakhstan)	KZT	10.100.000	Tecnomare SpA	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
Trans Anadolu Petrol Boru Hatti Sanayi Ve Ticaret AS (†)	Istanbul (Turchia)	TRL	2.030.000	Eni International BV	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Unimar Llc (†)	Houston (USA)	USD	0 (a)	Eni Oil & Gas Inc	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
United Gas Derivatives Co	Il Cairo (Egitto)	USD	387.000.000	Eni International BV	33,33		P.N.
				Soci terzi	66,67		
Virginia Indonesia Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		
Virginia International Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		
West Ashrafi Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
ZAO Urengoil Inc (†)	Yanar (Russia)	RUB	119.750.280	OOO "EniNeftegaz"	100,00		
Zetah Kouilou Ltd (8)	Nassau (Bahamas)	USD	2.000	Eni Congo SA	45,55		Co.
				Soci terzi	54,45		

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(a) Azione senza Valore Nominale.
(b) Dal 25 gennaio 2008 la società ha modificato la denominazione in OOO "SeverEnergia".
(†) La società è a controllo congiunto.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
ACAM Clienti SpA	La Spezia	EUR	7.106.500	Eni SpA	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
ACAM Gas SpA	La Spezia	EUR	68.090.000	Italgas SpA	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
Agestel SpA	Pisa	EUR	775.000	Toscana Energia SpA	51,00		
				Soci terzi	49,00		
Azienda Energia e Servizi Torino SpA (†)	Torino	EUR	110.500.000	Italgas SpA	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
Mariconsult SpA (†)	Milano	EUR	103.300	Eni SpA	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Metano Arcore SpA (†)	Arcore (MI)	EUR	175.000	Italgas SpA	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Metano Borgomanero SpA (†)	Borgomanero (NO)	EUR	250.000	Italgas SpA	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Metano Casalpusterlengo SpA (†)	Casalpusterlengo (LO)	EUR	100.000	Italgas SpA	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Metano Sant'Angelo Lodigiano SpA (†)	Sant'Angelo Lodigiano (LO)	EUR	200.000	Italgas SpA	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Promgas SpA (†)	Milano	EUR	516.500	Eni SpA	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Termica Milazzo Srl	Milano	EUR	23.241.000	EniPower SpA	40,00		P.N.
				Soci terzi	60,00		
Toscana Energia SpA (†)	Firenze	EUR	142.360.921	Italgas SpA	49,38		P.N.
				Soci terzi	50,62		
Toscana Partecipazioni SpA	Pisa	EUR	11.700.000	Toscana Energia SpA	99,00		
				Soci terzi	1,00		
Toscana Servizi ScpA	Pisa	EUR	330.931,440	Toscana Energia SpA	51,00		
				Soci terzi	49,00		
Toscogen SpA (in liquidazione)	Pisa	EUR	2.582.284	Toscana Energia SpA	56,67		
				Soci terzi	43,33		
Transmed SpA (†)	Milano	EUR	240.000	Eni SpA	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Umbria Distribuzione Gas SpA (†)	Terni	EUR	1.120.000	Italgas SpA	45,00		P.N.
				Soci terzi	55,00		

ALL'ESTERO

Altergaz SA(#)(†)	Levallois Perret (Francia)	EUR	18.905.600	Eni G&P France BV	27,80		P.N.
				Soci terzi	72,20		
Blue Stream Pipeline Co BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Distribuidora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	160.457.190	Eni SpA	31,35		P.N.
				Inv.Gas Centro SA	51,00		
				Soci terzi	17,65		
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	100.000.000	Eni International BV	40,00		P.N.
				Soci terzi	60,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'UE.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (†)	Karlsruhe (Germania)	EUR	25.000	Eni International BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE (†)	Larissa (Grecia)	EUR	78.459.200	Eni Hellas SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Eteria Parohis AeriouThessalonikis AE (†)	Salonicco (Grecia)	EUR	307.850.000	Eni Hellas SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Gas Directo SA	Madrid (Spagna)	EUR	1.716.000	U. Fenosa Gas SA Soci terzi	60,00 40,00		
Gasifica SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.200	U. Fenosa Gas SA Soci terzi	90,00 10,00		
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	Stuttgart (Germania)	EUR	76.694.000	Enbw Eni Verw. mbH	100,00		
Gerecse Gázvezeték Épitõ és Vagyonkezelõ Részvénytársaság	Tatabànya (Ungheria)	HUF	609.600.000	Turul G. Rt Soci terzi	50,15 49,85		
Infraestructuras de Gas SA	Madrid (Spagna)	EUR	340.000	U. Fenosa Gas SA Soci terzi	85,00 15,00		
Inversora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	68.012.000	Eni SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Nueva Electricidad del Gas SA	Siviglia (Spagna)	EUR	8.462.080	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Pacific Solar Pty Ltd	Sidney (Australia)	AUD	89.593.975,960	EniPower SpA Soci terzi	22,77 77,23		P.N.
SAMCO Sagl (10)	Lugano (Svizzera)	CHF	20.000	Eni International BV Transmed.Pip.Co Ltd Soci terzi	5,00 90,00 5,00		P.N.
SETGAS - Sociedade de Produção e Distribução de Gas SA	Setubal (Portogallo)	EUR	9.000.000	Eni SpA Soci terzi	21,87 78,13		P.N.
Spanish Egyptian Gas Co SAE	Damietta Port (Egitto)	USD	375.000.000	U. Fenosa Gas SA Soci terzi	80,00 20,00		
Trans Austria Gasleitung GmbH (†)	Vienna (Austria)	EUR	72.672,830	Eni International BV Soci terzi	89,00 11,00		P.N.
Trans Europa Naturgas Pipeline Gesellschaft mbH & Co. KG (†)	Essen (Germania)	EUR	7.669.378,220	Eni G&P GmbH Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Trans Europa Naturgas Pipeline Verwaltungs-GmbH (†)	Essen (Germania)	EUR	25.000	Eni G&P GmbH Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Transitgas AG (10)(†)	Zurich (Svizzera)	CHF	100.000.000	Eni International BV Soci terzi	46,00 54,00		P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd (8)(†)	St. Helier (Isole del Canale)	USD	10.310.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Turul Gázvezeték Épitõ es Vagyonkezelõ Részvénytársaság (†)	Tatabanya (Ungheria)	HUF	404.000.000	Tigáz Zrt Soci terzi	58,42 41,58		P.N.
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.340.240	U. Fenosa Gas SA Soci terzi	99,99 (..)		
Unión Fenosa Gas Exploración y Produccion SA	Madrid (Spagna)	EUR	60.110	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Unión Fenosa Gas Infrastructures BV	The Netherlands (Paesi Bassi)	EUR	90.000	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Unión Fenosa Gas SA (†)	Madrid (Spagna)	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Arezzo Gas SpA (†)	Arezzo	EUR	394.000	AgipRete SpA	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
BT Trasporti SpA	Ariccia (RM)	EUR	1.800.000	Ecofuel SpA	25,00		P.N.
				Soci terzi	75,00		
CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo (PR)	EUR	6.642.928,320	Ecofuel SpA	34,93		P.N.
				Soci terzi	65,07		
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	EUR	102.000	AgipRete SpA	25,00		Co.
				Soci terzi	75,00		
Depositi Costieri Trieste SpA (†)	Trieste	EUR	1.560.000	Ecofuel SpA	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Disma SpA	Segrate (MI)	EUR	2.600.000	AgipRete SpA	25,00		P.N.
				Soci terzi	75,00		
Fox Energy SpA (†)	Pesaro	EUR	20.000.000	AgipRete SpA	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	Pieve di Soligo (TV)	EUR	140.400	AgipRete SpA	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
HUB Srl	Fiumicino (RM)	EUR	4.248.000	AgipRete SpA	33,33		P.N.
				Soci terzi	66,67		
Italoil Srl (†) (in liquidazione)	Livorno	EUR	500.000	Praoil SpA	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Logipetrol SpA	Parma	EUR	2.260.000	Ecofuel SpA	25,00		P.N.
				Soci terzi	75,00		
PAR Srl	Roma	EUR	900.000	AgipRete SpA	33,33		P.N.
				Soci terzi	66,67		
PETRA SpA (†)	Ravenna	EUR	723.100	Ecofuel SpA	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA	40,50		P.N.
				Soci terzi	59,50		
Raffineria di Milazzo ScpA (†)	Milazzo (ME)	EUR	171.143.000	Eni SpA	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
SACCNE Rete Srl	Messina	EUR	2.200.000	AgipRete SpA	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
Seastok SpA	Trieste	EUR	6.206.400	AgipRete SpA	33,00		P.N.
				Soci terzi	67,00		
Seram SpA	Fiumicino (RM)	EUR	852.000	Eni SpA	25,00		Co.
				Soci terzi	75,00		
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	EUR	103.000	Ecofuel SpA	35,00		P.N.
				Soci terzi	65,00		
Unipetrol SpA	Tortona (AL)	EUR	1.500.000	Ecofuel SpA	25,00		P.N.
				Soci terzi	75,00		
Venezia Tecnologie SpA	Porto Marghera (VE)	EUR	150.000	Eni SpA	33,33		Co.
				Soci terzi	66,67		
Viscolube SpA	Pieve Fissiraga (LO)	EUR	10.200.000	AgipRete SpA	33,33		P.N.
				Soci terzi	66,67		

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
AET - Raffineriebeteiligungsgese llschaft mbH	Schwedt (Germania)	EUR	27.000	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
Area di Servizio City Moesa SA (10)	San Vittore (Svizzera)	CHF	1.800.000	City Carburoil SA Soci terzi	58,00 42,00		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	Vohburg (Germania)	EUR	10.226.000	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH	Zirndorf (Germania)	EUR	308.300	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	24,81 75,19		P.N.
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH (†)	Baierbrunn (Germania)	EUR	80.000	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Ceska Rafinerska AS	Litvinov (Repubblica Ceca)	CZK	9.348.240.000	Eni International BV Soci terzi	32,44 67,56		P.N.
City Carburoil SA (10)(†)	Rivera (Svizzera)	CHF	6.000.000	Agip Suisse SA Soci terzi	49,91 50,09		P.N.
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay En France (Francia)	EUR	100	Agip France Sàrl Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Galp Energia SGPS SA (#)	Lisbona (Portogallo)	EUR	829.250.635	Eni SpA Soci terzi	33,34 66,66		P.N.
Gilg & Schweiger Handelsgesellschaft mbH & Co KG (†)	Pullach (Germania)	EUR	26.000	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Italsing Petroleum Co Pte Ltd (8)(†)	Singapore (Singapore)	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	TND	1.000.000	Eni International BV Soci terzi	34,00 66,00		P.N.
Oléoduc du Rhône SA (10)	Valais (Svizzera)	CHF	7.000.000	Eni International BV Oleoduc du Rhône SA Soci terzi	48,93 (a) 0,06 51,01		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	68.067	Eni International BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA (10)	Meyrin (Svizzera)	CHF	420.000	Agip Suisse SA Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA (†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	12.086.744.845	Ecofuel SpA Soci terzi	34,51 65,49		P.N.
Super Octanos CA (†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	4.240.000.000	Ecofuel SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Duesseldorf (Germania)	EUR	409.034	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	20,00 80,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'UE.
(a) Quota di controllo: Eni International BV 48,96
Soci terzi 51,04
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Petrolchimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
ABB Estense Service SpA (in liquidazione)	Ferrara	EUR	196.078	Polimeri Europa SpA Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
IFM Ferrara Scarl	Ferrara	EUR	5.270.000	Polimeri Europa SpA Syndial SpA S.E.F. Srl Soci terzi	19,74 11,58 10,70 57,98		P.N.
Priolo Servizi Scarl	Melilli (SR)	EUR	10.000	Polimeri Europa SpA Syndial SpA Soci terzi	35,70 5,00 59,30		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Porto Marghera (VE)	EUR	8.751.500	Polimeri Europa SpA Syndial SpA Soci terzi	32,47 25,73 41,80		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

Ingegneria & Costruzioni

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
ASG Scarl (Δ)	San Donato Milanese (MI)	EUR	50.864	Snamprogetti SpA Soci terzi	55,41 44,59		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due (Δ)	San Donato Milanese (MI)	EUR	51.645,690	Snamprogetti SpA Saipem SpA Soci terzi	40,00 12,00 48,00		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno (Δ)	San Donato Milanese (MI)	EUR	51.645,690	Snamprogetti SpA Saipem SpA Soci terzi	50,10 0,26 49,64		P.N.
Consorzio Controlli Integrati in Agricoltura (in liquidazione)	Roma	EUR	51.645,690	Snamprogetti SpA Soci terzi	22,50 77,50		P.N.
Consorzio Snamprogetti ABB LG Chemicals (Δ)	San Donato Milanese (MI)	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Consorzio U.S.G. (in liquidazione)	Parma	EUR	25.823	Saipem SpA Soci terzi	40,00 60,00		Co.
ITA - Consorzio Italiano per il Telerilevamento dell'Ambiente e dell'Agricoltura	Roma	EUR	12.394,950	Snamprogetti SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Modena Scarl (Δ)	San Donato Milanese (MI)	EUR	400.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	59,33 40,67		P.N.
Rodano Consortile Scarl (Δ)	San Donato Milanese (MI)	EUR	250.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	53,57 46,43		P.N.
Rosbos Scrl (†) (in liquidazione)	Ravenna	EUR	10.400	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Rosfin Srl	Ravenna	EUR	9.649.200	Saipem SA Soci terzi	33,33 66,67		Co.
SP - TKP Fertilizer Srl (†)	San Donato Milanese (MI)	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
TSKJ Italia Srl (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(Δ) L'impresa è a controllo congiunto.
(†) La società è a controllo congiunto.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di partecipanza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Africa Oil Services SA (in liquidazione)	Guyancourt (Francia)	EUR	37.500	Serv.Eq.Gaz.Petr.SA Soci terzi	44,88 55,12		P.N.
Barber Moss Ship Management AS (†)	Lysaker (Norvegia)	NOK	1.000.000	Moss Maritime AS Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
BOS Shelf Ltd Society (†)	Baku (Azerbaigian)	AZN	2.000	Star Gulf FZ Co Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Charville - Consultores e Serviços, Lda (†)	Funchal - Madeira (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
CMS&A Wll (†)	Doha (Qatar)	QAR	500.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Dalia Floater Angola Snc (†)	Paris La Défense (Francia)	EUR	0 (a)	Entreprise N. M. SA Soci terzi	27,50 72,50		P.N.
Doris Engineering SA	Parigi (Francia)	EUR	3.571.440	Sofresid SA Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	Caracas (Venezuela)	VEB	9.667.827.216	Snamprog. Netherl. BV Fertiliz.N.Orien.SA Soci terzi	20,00 (..) 79,99		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA	Caracas (Venezuela)	VEB	286.549	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
FPSO Firenze Produção de Petròleo Lda (†)	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd (†)	Victoria Island-Lagos (Nigeria)	NGN	15.000.000	FPSO Mystras Lda	100,00		
FPSO Mystras - Produção de Petròleo Lda (†)	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Gaztransport et Technigaz SAS	Saint Remy Les Chevreuse (Francia)	EUR	370.288	Saipem SA Soci terzi	30,00 70,00		P.N.
Guangdong Contractor Snc (†)	Montigny-le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Entreprise N. M. SA Soci terzi	60,00 40,00		P.N.
KWANDA - Suporte Logistico Lda (15)	Luanda (Angola)	AOA	25.510.204	Delong H-ECMP Lda Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Lipardiz - Construção de Estruturas Maritimas Lda (†)	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
LNG - Serviços e Gestao de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Mangrove Gas Netherlands BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	2.000.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Moss Mosvold II Management Lda (†)	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Nigetecsa Fze (†)	Olokola (Nigeria)	USD	40.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Offshore Design Engineering Ltd (†)	Londra (Regno Unito)	GBP	100.000	Saipem SA Doris Engineering SA	50,00 50,00		P.N.
OOO "Moss Krylov Maritime" (†)	San Pietroburgo (Russia)	RUB	98.000	Moss Maritime AS Soci terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(a) Quota senza Valore Nominale.
(15) Inclusa negli elenchi di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo sarà soggetto a tassazione in Italia salvo l'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
RPCO Enterprises Ltd (8)(†)	Nicosia (Cipro)	CYP	10.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Saibos Akogep Snc (†)	Montigny-le-Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Saipem SA Soci terzi	70,00 30,00		P.N.
Saipar Drilling Co BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Aban Drilling Co Private Ltd (†)	Chennai (India)	INR	50.000.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Kharafi National MMO Fzco (8)(†)	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	600.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	Dammam (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Saipem Triune Engineering Private Ltd (†)	New Delhi (India)	INR	200.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
S.C.TCPI Romania - Tecnoprojecto Internacional Srl	Bucarest (Romania)	RON	172.500	T.C.P.I. SA	100,00		P.N.
Servicios de Construcciónes Caucedo SA (†)	Santo Domingo (Repubblica Dominicana)	DOP	100.000	Saipem SA Soci terzi	49,70 50,30		P.N.
Snc Saipem-Bouygues TP (9)(†)	Monaco (Principato di Monaco)	EUR	10.000	Saipem SA Soci terzi	70,00 30,00		P.N.
Société Algérienne de Construction Industrielle et Pétrolière	Algeri (Algeria)	DZD	5.000.000	Saipem SpA Soci terzi	49,00 51,00		Co.
Société Mixte Kazakhoil Bouygues Offshore Sarl (†)	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée	Commune Anjra (Marocco)	EUR	33.000	SAS Port de Tanger Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
Southern Gas Constructors Ltd (†)	Lagos (Nigeria)	NGN	10.000.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
SPF - TKP Omifpro Snc (†)	Parigi (Francia)	EUR	50.000	Snamprog. F. Sàrl Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Starstroi Llc (†)	Krasnodar (Russia)	RUB	7.699.490	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Starstroi-Security Llc	Krasnodar (Russia)	RUB	300.000	Starstroi Llc	100,00		
STTS Snc (†)	Montigny-le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem SA Soci terzi	60,00 40,00		P.N.
Sud-Soyo Urban Development Lda (13)	Soyo (Angola)	AOA	20.000.000	Delong H-ECMP Lda Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Tchad Cameroon Maintenance BV	Schiedam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Saipem SA Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
T.C.P.I. Angola Tecnoprojecto Internacional SA (10)	Luanda (Angola)	AOA	9.000.000	Petromar Lda Soci terzi	35,00 65,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.
(13) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Technip-Zachry-Saipem Lng, Lp (†)	Houston (USA)	USD	5.000	TZS Llc (NV) TZS Llc (TX)	99,00 1,00		
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA	Porto Salvo - Concelho De Oeiras (Portogallo)	EUR	700.000	Saipem SA Soci terzi	42,50 57,50		P.N.
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
TSKJ - US Llc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Snamprogetti Usa Inc Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
TSLNG Snc (†)	Courbevoie (Francia)	EUR	20.000	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
TSS Dalia Snc (†)	Courbevoie (Francia)	EUR	0 (a)	Saipem SA Soci terzi	27,50 72,50		P.N.
TS USAN Snc (†)	Courbevoie (Francia)	EUR	20.000	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
TZS, Llc (NV) (†)	Reno (USA)	USD	10.000	Saipem America Inc Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
TZS, Llc (TX) (†)	San Antonio (USA)	USD	5.000	Saipem America Inc Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
02 PEARL Snc (†)	Montigny-le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(a) Quota senza Valore Nominale.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Cengio Sviluppo ScpA	Genova	EUR	100.000	Syndial SpA	40,00		P.N.
				Soci terzi	60,00		
Consorzio Cosmes	Cittadella della	EUR	51.645,690	Syndial SpA	48,50		Co.
(in liquidazione)	Ricerca (BR)			Soci terzi	51,50		
Consorzio Gas Scanno	Giulianova (TE)	EUR	10.845,600	Syndial SpA	33,33		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	66,67		
Consorzio Palazzo Ducale	Genova	EUR	1.549.370,700	Syndial SpA	32,00		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	68,00		
Consorzio Prometeo	Roma	EUR	154.500	Syndial SpA	26,60		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	73,40		
Filatura Tessile Nazionale Italiana -	Ferrandina (MT)	EUR	4.644.000	Syndial SpA	59,55 (a)		Co.
FILTENI SpA				Soci terzi	40,45		
(in liquidazione)							
Manfredonia Sviluppo ScpA	Foggia	EUR	255.000	Syndial SpA	32,26		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	67,74		
Ottana Sviluppo ScpA	Nuoro	EUR	516.000	Syndial SpA	30,00		P.N.
(in liquidazione)				Soci terzi	70,00		
Vega Parco Scientifico	Venezia	EUR	12.411.876	Syndial SpA	18,35		Co.
Tecnologico di Venezia Scarl				Eni SpA	2,82		
				Soci terzi	78,83		

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(a) Quota di controllo: Syndial 48,00
Soci terzi 52,00

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

Exploration & Production

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	VEB	100.000	Eni Venezuela BV Soci terzi	19,50 80,50
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	USD	1.723.415.324	Eni Angola Prod.BV Soci terzi	13,60 86,40
Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington, Delaware (USA)	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci terzi	13,60 86,40
Bonny Gas Transport Ltd	Hamilton (Bermuda)	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Nigeria LNG ltd Soci terzi	(..) 99,99 (..)
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci terzi	17,00 83,00
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	AUD	1.947.894.455	Eni G&P LNG Aus. BV Soci terzi	10,99 89,01
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USD	0 [a]	Eni Oil & Gas Inc Soci terzi	17,50 82,50
Nigeria LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci terzi	10,40 89,60
Norsea Pipeline Ltd	Woking Surrey (Regno Unito)	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci terzi	10,32 89,68
OAO Gazprom Neft	San Pietroburgo (Russia)	RUB	7.586.079,422	Eni PetroRussia BV Soci terzi	20,00 80,00
Point Fortin LNG Exports Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	USD	10.000	Eni T&T Ltd Soci terzi	17,31 82,69
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	12,50 87,50

(a) Azione senza Valore Nominale.

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Agenzia Napoletana per l'Energia e per l'Ambiente	Napoli	EUR	472.558,060	Napoletana Gas SpA Soci terzi	11,48 88,52
Pubblitecnica SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	836.500	Italgas SpA Soci terzi	13,29 86,71

ALL'ESTERO

Lusitaniagas - Companhia di Gas do Centro SA	Aveiro (Portogallo)	EUR	20.500.000	Eni SpA Soci terzi	10,59 89,41
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	EUR	1.533.875,640	Eni G&P GmbH Soci terzi	13,04 86,96

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio dei Servizi dell'Interporto di Parma	Bianconese Fontevivo (PR)	EUR	251.935	Eni SpA	0,70
				Ce.P.I.M. SpA	23,60
				Soci terzi	75,70
Consorzio Obbligatorio degli Oli Usati	Roma	EUR	36.149	Eni SpA	19,17
				Soci terzi	80,83
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA (*)	Roma	ITL	360.000.000	Eni SpA	72,48
				Soci terzi	27,52

ALL'ESTERO

BFS Berlin Fuelling Services GbR	Berlino (Germania)	EUR	478.614	Agip Deutsch. GmbH	12,50
				Soci terzi	87,50
Compania de Economia Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	USD	1.021.532,520	Agip Ecuador SA	13,31
				Soci terzi	86,69
Dépot Pétrolier de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	EUR	3.954.489	Agip France Sàrl	16,81
				Soci terzi	83,19
GIE Groupement Pétrolier de la Côte d'Azur Ltd	Puteaux (Francia)	EUR	7.500	Agip France Sàrl	18,00
				Soci terzi	82,00
G.I.P. Groupement Immobilier Petrolier	Tremblay Les Gonesse (Francia)	EUR	12.800	Agip France Sàrl	12,50
				Soci terzi	87,50
Hydranten-Betriebs-Gesellschaft, Flughafen Frankfurt/Main GbR	Francoforte sul Meno (Germania)	EUR	29.338.156	Agip Deutsch. GmbH	11,11
				Soci terzi	88,89
Lobee JV (in liquidazione)	Addis Abeba (Etiopia)	ETB	13.672.000	Eni International BV	12,25
				Soci terzi	87,75
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) Gesellschaft buergerlichen Rechts	Berlin (Germania)	EUR	959.332	Agip Deutsch. GmbH	12,50
				Soci terzi	87,50
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	USD	4.298.000	Eni International BV	11,98
				Soci terzi	88,02
Turbo Fuel Service Berlin GbR	Amburgo (Germania)	EUR	843.080	Agip Deutsch. GmbH	12,50
				Soci terzi	87,50

(*) La società è sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della legge n. 95 del 3 aprile 1979.

Ingegneria & Costruzioni

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio Acquedotto Albania-Italia	Roma	EUR	619.743	Snamprogetti SpA	18,08
				Soci terzi	81,92

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio Venezia Ricerche	Porto Marghera (VE)	EUR	453.238	Syndial SpA Soci terzi	14,88 85,12
Società per la Promozione Industriale del Nord Sardegna cpA	Sassari	EUR	516.000	Syndial SpA Soci terzi	15,00 85,00

Corporate e società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio per l'Innovazione nella Gestione delle Imprese e della Pubblica Amministrazione	Milano	EUR	150.000	Eni Corporate U. SpA Soci terzi	10,67 89,33

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATESI NELL'ESERCIZIO

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N.21)

AgipFuel Nord SpA	Pero	Refining & Marketing	Acquisizione del Controllo
Agip Oil Ceská Republika Sro	Praga	Refining & Marketing	Acquisizione
Agip Oil Slovensko Spol Sro	Bratislava	Refining & Marketing	Acquisizione
Agip Olaj Magyarország Kft	Budapest	Refining & Marketing	Acquisizione
Eni Angola SpA	San Donato Milanese	Exploration & Production	Rilevanza
Eni East Africa SpA	San Donato Milanese	Exploration & Production	Rilevanza
Eni Energy Russia BV	Amsterdam	Exploration & Production	Rilevanza
Eni G&P France BV	Amsterdam	Gas & Power	Costituzione
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Mali BV	Amsterdam	Exploration & Production	Rilevanza
Eni Morocco BV	Amsterdam	Exploration & Production	Rilevanza
Eni PetroRussia BV	Montreal	Exploration & Production	Costituzione
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese	Exploration & Production	Rilevanza
Eni Trading & Shipping SpA	Roma	Refining & Marketing	Costituzione
Eni UK Holding Plc	London	Exploration & Production	Rilevanza
Frigstad Discoverer Invest Ltd	Tortola	Ingegneria & Costruzioni	Acquisizione
Frigstad Discoverer Invest Ltd Invest (S) Pte Ltd	Singapore	Ingegneria & Costruzioni	Acquisizione
OOO "Eni Energhia"	Mosca	Exploration & Production	Rilevanza
Snamprogetti Romania Srl	Bucarest	Ingegneria & Costruzioni	Rilevanza
TIGÁZ–DSO Földgázelosztó Kft	Hajdúszoboszló	Gas & Power	Costituzione
Varisal - Serviços De Consultadoria e Marketing Lda	Funchal	Ingegneria & Costruzioni	Acquisizione del Controllo

IMPRESE ESCLUSE (N.19)

Agip Pannónia Kft	Budapest	Refining & Marketing	Fusione
Artic Russia BV	Amsterdam	Exploration & Production	Cessione
Big Bon Distribuzione SpA	Milano	Refining & Marketing	Fusione
Camom Gesellschaft für Instandhaltung und Montage mbH	Francoforte sul Meno	Ingegneria & Costruzioni	Cessione
Camom SA	Montigny le Bretonneux	Ingegneria & Costruzioni	Cessione
CENMC Canada Inc	Montreal	Ingegneria & Costruzioni	Cancellazione
Eni Portugal Investment SpA	Roma	Refining & Marketing	Fusione
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Irrilevanza
Napoletana Gas Clienti SpA	Napoli	Gas & Power	Fusione
Nigerian Services & Supply Co Ltd	Victoria Island - Lagos	Ingegneria & Costruzioni	Irrilevanza
OOO "EniNeftegaz"	Mosca	Exploration & Production	Irrilevanza
Partecipazioni Industriali SpA	Torino	Gas & Power	Fusione
Saibos Fze (in liquidazione)	Dubai	Ingegneria & Costruzioni	Cancellazione
SAIR Construções Mecanicas de Estruturas Maritimas Lda	Funchal	Ingegneria & Costruzioni	Irrilevanza
Siciliana Gas Clienti SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Fusione
Siciliana Gas Vendite SpA	Palermo	Gas & Power	Fusione
Società Finanziaria Eni SpA	San Donato Milanese	Corporate e società finanziarie	Fusione
Société Nouvelle Technigaz SA (in liquidazione)	Montigny le Bretonneux	Ingegneria & Costruzioni	Cancellazione
TBE Ltd	Damietta	Ingegneria & Costruzioni	Irrilevanza

Allegato alle Note del bilancio di esercizio

NOTIZIE SULLE IMPRESE CONTROLLATE E COLLEGATE A PARTECIPAZIONE DIRETTA DI ENI SpA

■ Imprese controllate al 31 dicembre 2007

Acqua Campania SpA - Napoli
L'Assemblea del 19 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 3.024.095 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 2.970.000 euro, pari a 0,60 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 54.095 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 302.940 euro in data 15 maggio 2007.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 504.900 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 10,2% del capitale sociale di 4.950.000 euro.

Adriaplin doo - Lubiana (Slovenia)
L'Assemblea dell'8 maggio 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 115.066.382 talleri sloveni e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire ai soci un dividendo di 23.964.000 talleri sloveni, portando a nuovo l'utile residuo di 85.349.063 talleri sloveni. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 12.221.640 talleri sloveni corrispondenti a 51.000 euro in data 18 settembre 2007.
La conversione in euro del capitale sociale è avvenuta a seguito di registrazione della delibera del Tribunale avvenuta in data 18 gennaio 2008 con efficacia 28 dicembre 2007.
A seguito della conversione in euro del capitale sociale, la partecipazione nella società è costituita da n.1 quota del valore nominale di 6.608.036,850 euro, pari al 51% del capitale sociale di 12.956.935 euro.

Afi Hotels Ltd (in liquidazione) - Londra (Regno Unito)
Il bilancio intermedio di liquidazione al 30 settembre 2007 sottoposto all'Assemblea del 9 novembre 2007 chiude con la perdita di 18.713 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di 516,46 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.032.920 euro.

Agenzia Giornalistica Italia SpA - Roma
L'Assemblea del 19 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con la perdita di 4.753.884 euro, che residua in 275.413 euro dopo la copertura della perdita di 4.478.471 euro deliberata dall'Assemblea del 28 settembre 2006 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 30 giugno 2006, e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 4.000.000 di euro.

AgipFuel SpA - Roma
L'Assemblea del 24 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 5.518.704 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 5.455.500 euro, pari a 15 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 63.204 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 9 maggio 2007.
Il Consiglio di Amministrazione della società del 29 marzo 2007, l'Assemblea della società del 24 aprile 2007 e il Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 29 marzo 2007 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione di AgipFuel SpA in Eni SpA.
L'atto di fusione è stato stipulato in data 21 dicembre 2007 e l'ultima delle iscrizioni dell'atto è stata effettuata in data 27 dicembre 2007, pertanto le operazioni della società saranno imputate al bilancio di Eni, anche ai fini fiscali, con decorrenza 1° gennaio 2008.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 363.700 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 100% del capitale sociale di 3.637.000 euro.

AgipRete SpA - Roma
L'Assemblea del 23 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 563.285 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di imputare l'utile residuo di 535.121 euro a copertura parziale delle perdite degli esercizi precedenti.
L'Assemblea straordinaria del 15 novembre 2007 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 15.480.000 euro a 27.480.000 euro mediante emissione di 12.000.000 di azioni ordinarie del valore di 1 euro.
In pari data Eni ha sottoscritto n. 12.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro e ha versato, a totale liberazione delle stesse, la somma di 12.000.000 di euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è variata da n. 15.480.000 azioni ordinarie a n. 27.480.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 27.480.000 euro.

Consorzio SET Sviluppo Elettrico Trecate (in liquidazione) - San Martino Trecate
L'Assemblea del 27 febbraio 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con la perdita di 201.336 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nel consorzio rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 5.500 quote del valore nominale di 516,45 euro, pari al 50% del fondo consortile di 5.680.950 euro.

Distribuidora de Gas Cuyana SA - Buenos Aires (Argentina)
L'Assemblea del 14 marzo 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 17.498.250 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 25.293.911 pesos argentini, pari a 0,125 pesos argentini per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 8.670.573 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 1.730.104 pesos argentini nel periodo aprile - agosto 2007.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 13.840.828 azioni del valore nominale di 1 peso argentino, pari al 6,84% del capitale sociale di 202.351.288 pesos argentini.

Ecofuel SpA - Milano
L'Assemblea del 24 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 61.689.440 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 62.000.000 di euro, pari a 0,62 euro per azione, utilizzando allo scopo riserve disponibili. Eni ha incassato il dividendo in data 30 maggio 2007.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 100.000.000 di azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 100% del capitale sociale di 52.000.000 di euro.

Eni Angola SpA - San Donato Milanese
In data 6 giugno 2007 è stata costituita la società Eni Angola SpA con un capitale sociale di 200.000 euro rappresentato da n. 200.000 azioni del valore nominale di 1 euro.
La società ha per oggetto sociale l'esplorazione, la ricerca e la coltivazione di giacimenti di idrocarburi liquidi e gassosi, nonché l'acquisto e la cessione dei relativi permessi e concessioni. In pari data Eni ha versato la somma di 200.000 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 100% del capitale sociale.
L'Assemblea del 28 novembre 2007 ha deliberato un aumento del capitale sociale mediante emissione di 20.000.000 azioni del valore nominale di 1 euro, con sovrapprezzo di 19,75 euro ciascuna per un totale di riserva sovrapprezzo pari a 395.000.000 euro da liberarsi in più *tranche* entro il 31 dicembre 2008. In data 28 novembre 2007 Eni ha sottoscritto n. 20.000.000 azioni del valore nominale di 1 euro ed ha versato, a parziale liberazione delle azioni sottoscritte e dell'intera riserva sovrapprezzo, la somma di 400.000.000 euro. (L'iscrizione dell'aumento del capitale sociale avverrà all'estinzione del termine per il versamento ovvero al completarsi dell'operazione se antecedente al 31 dicembre 2008).
La partecipazione nella società è costituita al 31 dicembre 2007 da n. 200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 200.000 euro.

Eni Corporate University SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 20 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 299.258 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 280.000 euro, pari a 0,07 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 4.296 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 11 maggio 2006.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 0,84 euro, pari al 100% del capitale sociale di 3.360.000 euro.

Eni East Africa SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 16 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con la perdita di 101.769 euro che residua in 51.765 euro dopo la copertura della perdita di 50.004 euro deliberata dall'Assemblea il 19 dicembre 2006 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 30 settembre 2006. L'Assemblea ha inoltre deliberato di coprire la perdita residua di 51.765 euro mediante riduzione del capitale sociale di pari importo. L'Assemblea ha altresì deliberato la contestuale ricostituzione del capitale a 200.000 euro; in pari data Eni ha versato la somma di 51.765 euro.
L'Assemblea ha altresì deliberato l'aumento del capitale sociale di 15.000.000 di euro mediante emissione di n. 15.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro. In pari data Eni ha sottoscritto n. 15.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro e ha versato a totale liberazione delle stesse la somma di 15.000.000 di euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è variata da n. 200.000 azioni, pari al 100% del capitale sociale, a n. 15.200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 15.200.000 euro.

Eni Gas Transport Deutschland SpA (ex Eni Gas & Power Deutschland SpA) - San Donato Milanese
L'Assemblea del 16 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 50.086.709 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 49.314.900 euro, pari a 8,89562 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 27 aprile 2007.
L'Assemblea del 9 luglio 2007 ha deliberato la modifica della denominazione sociale da Eni Gas & Power Deutschland SpA a Eni Gas Transport Deutschland SpA.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 5.543.728 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 5.543.728 euro.

Eni Hellas SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 26 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 1.488.504 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 7.275.556 euro, pari a 0,04883 euro per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 48.477 euro e la riserva da sovrapprezzo azioni di 5.813.000 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 1° giugno 2007.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 149.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 149.000.000 di euro.

Eni Insurance Ltd - Dublino (Irlanda)
L'Assemblea del 6 marzo 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 8.686.000 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 100.000.000 di quote del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 100.000.000 di euro.

Eni International Bank Ltd - Nassau (Bahamas)
L'Assemblea del 19 marzo 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 6.127.318 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
L'Assemblea del 19 dicembre 2007 ha deliberato la messa in liquidazione della società.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 499.990 azioni del valore nominale di 100 dollari USA, pari al 99,9980% del capitale sociale di 50.000.000 di dollari USA.

Eni International BV - Amsterdam (Paesi Bassi)
L'Assemblea del 16 maggio 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 7.816.953.000 dollari USA e ha deliberato di distribuire, in una o più *tranche*, un dividendo di 4.300.000.000 di dollari USA, portando a nuovo l'utile residuo di 3.516.953.000 dollari USA. Eni ha incassato il dividendo di 4.300.000.000 di dollari USA nel periodo maggio - dicembre 2007.
L'Assemblea del 5 luglio 2007 ha deliberato l'aumento del capitale proprio di 2.700.000.000 di dollari USA, a titolo di sovrapprezzo. In pari data Eni ha versato la somma di 2.700.000.000 di dollari USA.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 128.336.685 del valore nominale di 5 euro, pari al 100% del capitale sociale di 641.683.425 euro.

Eni International Resources Ltd - Londra (Regno Unito)
L'Assemblea del 26 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con una perdita di 205.614 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 49.999 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 99,99800% del capitale sociale di 50.000 lire sterline.

Eni Investments Plc - Londra (Regno Unito)
L'Assemblea del 4 aprile 2007 ha deliberato di distribuire agli azionisti, in più *tranche*, un dividendo straordinario di 200.000.000 di lire sterline utilizzando allo scopo la riserva disponibile istituita in sede di riduzione del capitale deliberata dall'Assemblea il 30 novembre 2006. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza nel periodo aprile - maggio 2007.
L'Assemblea del 26 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 47.530 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
In data 3 maggio 2007, il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di distribuire in più *tranche* un ulteriore dividendo straordinario di 295.000.000 lire sterline utilizzando allo scopo i dividendi ricevuti dalla controllata Eni Lasmo Plc di 200.000.000 lire sterline e la riserva disponibile di 95.000.000 lire sterline istituita in sede di riduzione del capitale sociale deliberata dall'Assemblea il 30 novembre 2006. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza nel periodo maggio - giugno 2007.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 750.049.999 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 99,99999% del capitale sociale di 750.050.000 lire sterline.

Eni Medio Oriente SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 20 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con la perdita di 99.204 euro che sommata alle perdite degli esercizi precedenti determina una perdita complessiva di 354.121 euro e ha deliberato di coprire dette perdite cumulate mediante riduzione del capitale sociale di pari importo. L'Assemblea ha altresì deliberato la contestuale ricostituzione del capitale a 824.000 euro; in pari data Eni ha versato la somma di 354.121 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 824.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 824.000 euro.

Eni Mediterranea Idrocarburi SpA - Gela
L'Assemblea del 26 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 64.277.349 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 64.220.000 euro pari a 12,35 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 57.349 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 30 maggio 2007.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 5.200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 5.200.000 euro.

Eni Petroleum Co Inc - Wilmington (USA)
L'Assemblea del 3 maggio 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 234.824 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
L'Assemblea del 20 giugno 2007 ha deliberato l'aumento del capitale proprio di 700.000.000 di dollari USA, a titolo di sovrapprezzo. In pari data Eni ha versato in proporzione alla quota di partecipazione posseduta la somma di 446.998.722 dollari USA.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di 50.000 dollari USA, pari al 63,86% del capitale sociale di 156.600.000 dollari USA.

EniPower SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 27 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 68.535.418 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 9.449.478 euro, pari a 0,01 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 55.659.169 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 9 maggio 2007.
Il Consiglio di Amministrazione della società e di Eni hanno deliberato in data 7 giugno 2007 la proposta di scissione del ramo d'azienda "Attività di commercializzazione, *trading* e *risk management*" di EniPower SpA a favore di Eni, sulla base della situazione patrimoniale al 31 dicembre 2006. La proposta è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione della società e di Eni in data 25 luglio 2007. L'atto di scissione è stato stipulato il 25 ottobre 2007 e registrato in data 31 ottobre 2007, con efficacia 1° novembre 2007.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 944.947.849 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 944.947.849 euro.

EniServizi SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 23 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 741.608 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 572.487 euro, pari a 0,22 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 132.041 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 3 maggio 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 2.602.213 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 13.427.419,080 euro.

Eni Timor Leste SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 24 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con la perdita di 179.316 euro che residua in 159.706 euro dopo la copertura della perdita di 19.610 euro deliberata dall'Assemblea il 19 dicembre 2006 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 30 settembre 2006. In pari data l'Assemblea ha deliberato di coprire la perdita residua pari a 159.706 euro mediante riduzione del capitale sociale di pari importo. L'Assemblea ha altresì deliberato la contestuale ricostituzione del capitale a 120.000 euro; in pari data Eni ha versato la somma di 79.706 euro. La stessa Assemblea ha altresì deliberato l'aumento del capitale sociale di 28.880.000 euro mediante emissione di n. 28.880.000 azioni del valore nominale di 1 euro. In pari data Eni ha sottoscritto n. 28.880.000 azioni del valore nominale di 1 euro e ha versato a totale liberazione delle stesse la somma di 28.880.000 euro.

L'Assemblea del 20 dicembre 2007 ha approvato la situazione patrimoniale al 31 ottobre 2007 che chiude con la perdita di 22.086.426 euro e ha deliberato di coprire tale perdita mediante riduzione del capitale di pari importo. L'Assemblea ha altresì deliberato la ricostituzione del capitale a 29.000.000 di euro. In pari data Eni ha versato la somma di 22.086.426 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è variata da n. 200.000 azioni, pari al 100% del capitale sociale a n. 29.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 29.000.000 di euro.

Eni Trading & Shipping SpA - Roma

In data 19 luglio 2007 è stata costituita la società Eni Trading & Shipping SpA, con un capitale sociale di 1.000.000 di euro, rappresentato da n. 1.000.000 di azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro.

La società ha per oggetto sociale l'attività di compravendita e trasformazione di materie prime, semilavorati e prodotti finiti energetici e affini, nonché l'attività di compravendita e gestione di capacità di trasporto e stoccaggio. Eni ha versato la somma di 1.000.000 di euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 100% del capitale sociale.

Il Consiglio di Amministrazione del 24 settembre 2007 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 1.000.000 di euro a 1.200.000 euro, mediante emissione di n. 200.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna, con un sovrapprezzo complessivo di 800.000 euro, da liberarsi mediante conferimento in natura.

In esecuzione della suddetta delibera, in data 28 settembre 2007, Eni ha sottoscritto l'aumento di capitale sociale mediante la stipula dell'atto di conferimento del ramo d'azienda "Trading & Shipping" con efficacia giuridica 1° ottobre 2007.

Lo stesso Consiglio di Amministrazione del 24 settembre 2007, ha altresì deliberato l'aumento del capitale sociale da 1.200.000 euro a 49.200.000 euro mediante emissione di n. 48.000.000 di azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, con sovrapprezzo complessivo di 200.000.000 di euro.

In esecuzione della suddetta delibera, in data 1° ottobre 2007 Eni ha sottoscritto n. 48.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro e ha versato, a totale liberazione delle stesse, la somma di 248.000.000 di euro.

L'Assemblea del 12 dicembre 2007 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 49.200.000 euro a 50.875.000 euro mediante emissione di n. 1.675.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna, riservato a Polimeri Europa SpA, da liberarsi mediante conferimento in natura.

In esecuzione della suddetta delibera, in data 18 dicembre 2007, Polimeri Europa SpA ha sottoscritto l'aumento di capitale sociale mediante la stipula dell'atto di conferimento del ramo d'azienda "Attività di Shipping" con efficacia giuridica 1° gennaio 2008.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2007 è costituita da n. 49.200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 49.200.000 euro.

Hotel Assets Ltd - Londra (Regno Unito)
Il Consiglio di Amministrazione del 6 marzo 2007 ha approvato il bilancio al 30 settembre 2006 che chiude con l'utile di 124.159 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 44.005.000 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 100% del capitale sociale di 44.005.000 lire sterline.

Ieoc SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 24 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con la perdita di 10.316.601 euro e ha deliberato di coprire tale perdita mediante riduzione del capitale sociale di pari importo. L'Assemblea ha altresì deliberato la contestuale ricostituzione del capitale sociale a 25.000.000 di euro; in pari data Eni ha versato la somma di 10.316.601 euro. La stessa Assemblea ha inoltre deliberato l'aumento del capitale sociale di 127.000.000 di euro mediante emissione di n. 127.000 azioni del valore nominale di 1.000 euro da liberarsi in due *tranches*. In data 11 maggio 2007 Eni ha sottoscritto n. 80.000 azioni del valore nominale di 1.000 euro e ha versato, a totale liberazione delle stesse, la somma di 80.000.000 di euro. In data 11 giugno 2007 Eni ha sottoscritto n. 47.000 azioni del valore nominale di 1.000 euro e ha versato, a totale liberazione delle stesse, la somma di 47.000.000 di euro.
L'Assemblea del 30 ottobre 2007 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 giugno 2007 che chiude con la perdita di 52.592.229 euro e ha deliberato di coprire la perdita mediante riduzione del capitale sociale di pari importo. L'Assemblea ha altresì deliberato la ricostituzione del capitale a 152.000.000 di euro; in pari data Eni ha versato la somma di 52.592.229 euro. La stessa Assemblea ha inoltre deliberato l'aumento del capitale sociale di 77.000.000 di euro mediante emissione di n. 77.000 azioni del valore nominale di 1.000 euro. In data 21 dicembre 2007 Eni ha sottoscritto n. 77.000 azioni del valore nominale di 1.000 euro e ha versato, a totale liberazione delle stesse, la somma di 77.000.000 di euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è variata da n. 25.000 azioni, pari al 100% del capitale sociale, a n. 229.000 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 100% del capitale sociale di 229.000.000 di euro.

Immobiliare Est SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 23 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con la perdita di 332.930 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 500.000 azioni del valore nominale di 51,64 euro, pari al 100% del capitale sociale di 25.820.000 euro.

Inversora de Gas Cuyana SA - Buenos Aires (Argentina)
L'Assemblea del 14 marzo 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 8.807.261 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 12.662.532 pesos argentini, pari a 2,11 pesos argentini per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva facoltativa per 4.295.634 pesos argentini. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 9.623.524 pesos argentini nel periodo aprile - agosto 2007.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 4.560.912 azioni del valore nominale di 10 pesos argentini, pari al 76% del capitale sociale di 60.012.000 pesos argentini.

LNG Shipping SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 23 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 32.091.383 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 240.900.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 240.900.000 euro.

Napoletana Gas Clienti SpA - Napoli
Il Consiglio di Amministrazione di Eni del 16 marzo 2007 ha approvato l'acquisto dalla Napoletana Gas SpA di n. 5.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro della Napoletana Gas Clienti SpA, rappresentative dell'intero capitale sociale, per il corrispettivo di 72.300.000 euro.
Il Consiglio di Amministrazione della società in data 30 marzo 2007 e il Consiglio di Amministrazione di Eni in data 29 marzo 2007 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione della Napoletana Gas Clienti SpA in Eni.
L'Assemblea della società del 17 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 6.736.234 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

I Consigli di Amministrazione della società e di Eni in data 10 maggio 2007 hanno approvato la fusione per incorporazione della Napoletana Gas Clienti SpA in Eni, con effetto dal primo giorno del mese successivo la data di esecuzione delle iscrizioni dell'atto di fusione.
L'atto di fusione è stato stipulato in data 19 luglio 2007, con efficacia giuridica 1° agosto 2007, mentre ai fini fiscali e contabili la decorrenza è 1° luglio 2007.

Padana Assicurazioni SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 19 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 56.757.000 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 100.200.000 euro, pari a 3,34 euro per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 43.443.000 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 26.803.500 euro in data 4 maggio 2007.
Il Consiglio di Amministrazione della società nella riunione del 12 dicembre 2007 ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo di 76.500.000 euro da attribuire agli azionisti in proporzione alle rispettive quote di partecipazione.
Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 20.463.750 euro in data 21 dicembre 2007.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 8.025.000 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 26,75% del capitale sociale di 15.600.000 euro.

Polimeri Europa SpA - Brindisi
L'Assemblea del 24 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 102.533.344 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di imputare l'utile residuo di 97.406.677 euro a parziale copertura delle perdite degli esercizi precedenti.
In data 5 febbraio 2007 Eni ha acquistato da Syndial SpA n. 75.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, per il corrispettivo di 75.000.000 di euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è variata da n. 1.478.400.000 di azioni ordinarie a n. 1.553.400.000 del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.553.400.000 euro.

Praoil Oleodotti Italiani SpA - Genova
L'Assemblea del 23 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 5.160.779 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 741.894 euro, pari a 0,01 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 8 maggio 2007.
Il Consiglio di Amministrazione della società nella riunione del 19 settembre 2007, l'Assemblea della società del 26 ottobre e il Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 30 ottobre 2007 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione della Praoil Oleodotti Italiani SpA in Eni.
L'atto di fusione è stato stipulato in data 31 dicembre 2007 e in pari data è stata effettuata l'ultima delle iscrizioni dell'atto, pertanto le operazioni della società saranno imputate al bilancio di Eni, anche ai fini fiscali, con decorrenza 1° gennaio 2008.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 74.189.479 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 74.189.479 euro.

Raffineria di Gela SpA - Gela
L'Assemblea del 20 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 20.354.199 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva costituita ai sensi della legge n. 488/92, di imputare l'utile residuo di 2.725.062 euro alla copertura parziale delle perdite degli esercizi precedenti.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 178.885 azioni del valore nominale di 516 euro, pari al 100% del capitale sociale di 92.304.660 euro.

Saipem SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 30 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 156.202.375 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 0,29 euro alle azioni ordinarie e di 0,32 euro alle azioni di risparmio, pari complessivamente a 126.263.510 euro, portando a nuovo l'utile residuo di 22.128.747 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 54.932.759 euro in data 24 maggio 2007.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 189.423.307 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, pari al 42,91315% del capitale sociale di 441.410.900.

Servizi Aerei SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 20 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 161.042 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

L'Assemblea ha altresì deliberato l'aumento del capitale sociale di 8.000.000 di euro mediante emissione di n. 8.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro. In pari data Eni ha sottoscritto n. 8.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro e ha versato a totale liberazione delle stesse, la somma di 8.000.000 di euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è variata da n. 27.917.238 azioni a n. 35.917.238 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 35.917.238 euro.

Servizi Fondo Bombole Metano SpA - Roma

L'Assemblea del 18 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con la perdita di 54.462 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 100% del capitale sociale di 2.080.000 euro.

Siciliana Gas Clienti SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 19 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con la perdita di 24.858 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

Il Consiglio di Amministrazione della società e della Siciliana Gas Vendite SpA hanno approvato in data 18 ottobre 2006 il progetto di fusione per incorporazione della Siciliana Gas Vendite SpA nella Siciliana Gas Clienti SpA. La fusione è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione della società e della Siciliana Gas Vendite SpA in data 31 ottobre 2006.

L'atto è stato stipulato il 30 novembre 2006, con efficacia 1° gennaio 2007.

Il Consiglio di Amministrazione della società in data 30 marzo 2007 e il Consiglio di Amministrazione di Eni in data 29 marzo 2007 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione della Siciliana Gas Clienti in Eni.

I Consigli di Amministrazione della Siciliana Gas Clienti SpA e di Eni in data 10 maggio 2007 hanno approvato la fusione per incorporazione della Siciliana Gas Clienti in Eni.

L'atto di fusione è stato stipulato in data 19 luglio 2007, con efficacia giuridica 1° agosto 2007, mentre ai fini fiscali e contabili la decorrenza è 1° luglio 2007.

Snam Rete Gas SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 26 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 447.561.310 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 334.555.544 euro, pari a 0,19 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 112.926.586 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 185.980.183 euro in data 24 maggio 2007.

Il Consiglio di Amministrazione della società nella riunione del 18 settembre 2007 ha deliberato di distribuire un acconto sul dividendo 2007 di 0,08 euro per azione alle azioni che risultano in circolazione alla data di stacco cedola (22 ottobre 2007) con messa in pagamento a partire dal 25 ottobre 2007. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 78.307.446 euro in data 25 ottobre 2007.

In attuazione dei piani di *stock option* e di *stock grant* sono state emesse complessivamente n. 360.500 azioni del valore nominale di 1 euro; in relazione a ciò il capitale sociale ammonta a 1.956.318.100 euro.

A seguito dell'aumento del capitale sociale, la percentuale di partecipazione di Eni, ferme restando le n. 978.843.070 azioni del valore nominale di 1 euro possedute, passa dal 50,04419% del 31 dicembre 2006 al 50,03496%.

Società Italiana per il Gas pA - Torino

L'Assemblea del 27 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 190.833.494 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 339.217.370 euro, pari a 1,3447 euro per azione utilizzando allo scopo utili portati a nuovo per 148.383.877 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 14 maggio 2007.

L'Assemblea del 17 dicembre 2007 ha deliberato di distribuire un dividendo straordinario di 431.798.475 euro pari a 1,7117 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 20 dicembre 2007.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 252.263.314 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 252.263.314 euro.

Società Oleodotti Meridionali SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 20 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 86.311 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 2.159.500 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 70% del capitale di 3.085.000 euro.

Società Petrolifera Italiana SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 23 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con la perdita di 1.710.970 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 73.013.797 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 99,96413% del capitale sociale di 37.980.800 euro.

Sofid - Società Finanziamenti Idrocarburi SpA - Roma

L'Assemblea del 23 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 6.246.182 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 4.934.856 euro, pari a 0,03 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 999.017 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 4.915.707 euro in data 8 maggio 2007.

In data 21 giugno 2007, il Consiglio di Amministrazione della società ha approvato la situazione patrimoniale al 30 aprile 2007 che chiude con l'utile di 74.791.049 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un acconto sul dividendo 2007 di 64.153.124 euro, pari a 0,39 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 63.904.194 euro in data 28 giugno 2007.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 163.856.908 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 99,61198% del capitale sociale di 85.537.498,8 euro.

Stoccaggi Gas Italia SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 23 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 124.562.235 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 474.881.160 euro, pari a 3,12 euro per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di 350.318.925 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 8 maggio 2007.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 152.205.500 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 152.205.500 euro.

Syndial SpA - Attività diversificate - San Donato Milanese

In data 9 marzo 2007, Eni ha sottoscritto n. 943 azioni, del valore nominale di 1,831 euro, n. 470 azioni, del valore nominale di 1 euro e n. 695 azioni, del valore nominale di 1 euro rimaste inoptate a fronte delle operazioni di ricostituzione e di ulteriore aumento del capitale sociale deliberato dall'Assemblea il 19 dicembre 2006 e in data 12 marzo 2007 ha versato la somma di 2.891 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte.

L'Assemblea del 24 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con la perdita di 786.929.977 euro che residua in 225.561.715 euro dopo la copertura della perdita di 561.368.262 euro deliberata dall'Assemblea del 19 dicembre 2006 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 30 settembre 2006, e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

L'Assemblea del 19 dicembre 2007 ha approvato la situazione patrimoniale al 31 ottobre 2007 che chiude con la perdita di 317.928.086 euro che sommata alla perdita residua dell'esercizio precedente determina una perdita complessiva di 543.489.801 euro, e ha deliberato di coprire dette perdite cumulate di 543.489.801 euro per 931.945 euro mediante utilizzo di riserve disponibili e per 542.557.856, mediante riduzione del valore nominale di ciascuna delle n. 596.698.206 azioni in circolazione da euro 1 a euro 0,09 per un importo complessivo di 542.995.368 euro, attribuendo la differenza di 437.512 euro a riserva indisponibile quale quota infrazionabile.

L'Assemblea ha inoltre deliberato l'aumento del capitale sociale di 375.919.870 euro mediante emissione di n. 4.176.887.442 azioni del valore nominale di 0,09 euro, da offrire in opzione agli azionisti, in ragione di 7 azioni di nuova emissione ogni azione posseduta.

In pari data Eni ha sottoscritto n. 4.176.877.250 azioni del valore nominale di 0,09 euro e ha versato, a totale liberazione delle stesse, la somma di 375.918.953 euro.

L'Assemblea ha altresì stabilito che il termine di esecuzione dell'aumento del capitale a 429.622.708 euro è il 31 marzo 2008, se in tale data l'aumento di capitale non sarà integralmente sottoscritto il capitale sarà aumentato di un importo pari alle sottoscrizioni raccolte.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è variata da n. 596.694.645 azioni del valore nominale di 1 euro a n. 4.773.574.000 azioni del valore nominale di 0,09 euro, pari al 99,99997% del capitale sociale sottoscritto di 429.621.791 euro.

Tecnomare Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA - Venezia

L'Assemblea del 18 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 9.412.903 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 2.064.000 euro, pari a 5,16 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 7.348.903 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 1.341.600 euro in data 21 maggio 2007.

In data 25 settembre 2007 Eni ha acquistato il 10% del capitale sociale della Tecnomare SpA, pari a n. 40.000 azioni, da Fiat Partecipazioni SpA per un prezzo complessivo di 8.000.000 di euro, pari a 200 euro per azione.

In data 8 novembre 2007 Eni ha acquistato il 10% del capitale sociale della Tecnomare SpA, pari a n. 40.000 azioni, da Snamprogetti SpA per un prezzo complessivo di 8.000.000 di euro, pari a 200 euro per azione.

In data 8 novembre 2007 Eni ha acquistato il 5% del capitale sociale della Tecnomare SpA, pari a n. 20.000 azioni, da Saipem SpA per un prezzo complessivo di 4.000.000 di euro, pari a 200 euro per azione.

In data 19 dicembre 2007 Eni ha acquistato il 5% del capitale sociale della Tecnomare SpA, pari a n. 20.000 azioni, da Prysmian Cavi e Sistemi Telecom Italia Srl per un prezzo complessivo di 4.000.000 di euro, pari a 200 euro per azione.

In data 19 dicembre 2007 Eni ha acquisito il 5% del capitale sociale della Tecnomare SpA, pari a n. 20.000 azioni, da Fincantieri SpA per un prezzo complessivo di 4.000.000 di euro, pari a 200 euro per azione.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è variata da n. 260.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 65% del capitale sociale, a n. 400.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 2.064.000 euro.

TIGÁZ Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörûen Mûködõ Részvénytársaság - Hajdúszoboszlo (Ungheria)

L'Assemblea del 24 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con la perdita di 716.509.160 fiorini ungheresi e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo di riserve disponibili.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 8.500.000 azioni del valore nominale di 1.000 fiorini ungheresi, pari al 50% del capitale sociale di 17.000.000.000 di fiorini ungheresi.

Toscana Energia Clienti SpA - Pistoia

L'Assemblea del 27 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 1.223.996 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva "utili portati a nuovo" di 14.262 euro, di distribuire agli azionisti un dividendo di 1.209.734 euro, pari a 0,022 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 743.379 euro in data 11 maggio 2007.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 33.789.951 azioni del valore nominale di 0,13 euro, pari al 61,44978% del capitale sociale di 7.148.428 euro.

Trans Tunisian Pipeline Company Ltd - St. Helier (Isole del Canale) - Sede Amministrativa San Donato Milanese

L'Assemblea del 15 maggio 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 32.987.650 euro e ha deliberato di coprire le perdite pregresse per 2.548.651 euro e di distribuire agli azionisti un dividendo di 32.017.680 euro, pari a 291,6 euro per azione, utilizzando allo scopo la riserva utili netti su cambi per 1.566.930 euro, la riserva da conversione capitale sociale per 18.648 euro, la riserva utili portati a nuovo per 649 euro, portando a nuovo l'utile residuo di 7.546 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 30 maggio 2007.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 109.800 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.098.000 euro.

■ Imprese collegate e a controllo congiunto al 31 dicembre 2007

Acam Clienti SpA - La Spezia
L'Assemblea del 30 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con la perdita di 465.940 euro e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo integrale della riserva straordinaria di 211.638 euro e della riserva da conferimento di 27.144 euro e mediante utilizzo parziale della riserva da apporto soci di 227.158 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 348.218 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 49% del capitale sociale di 7.106.500 euro.

Distribuidora de Gas del Centro SA - Buenos Aires (Argentina)
L'Assemblea del 14 marzo 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 34.217.417 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 34.498.296 pesos argentini, pari a 0,215 pesos argentini per azione utilizzando allo scopo parte della riserva facoltativa per 1.991.750 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 10.815.216 pesos argentini nel periodo aprile - agosto 2007.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 50.303.329 azioni del valore nominale di 1 peso argentino, pari al 31,35% del capitale sociale di 160.457.190 pesos argentini.

Galp Energia SGPS SA - Lisbona (Portogallo)
A seguito della fusione per incorporazione di Eni Portugal Investment SpA (100% Eni), Eni ha acquisito n. 276.472.160 azioni del valore nominale di 1.000 euro ciascuna, pari al 33,34% del capitale sociale di 829.250.635.000 euro.
L'Assemblea del 28 maggio 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 797.549.914 euro e ha deliberato previo accantonamento alla riserva legale di 39.877.496 euro, di distribuire agli azionisti un dividendo di 252.092.193 euro, pari a 0,304 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 505.580.225 euro.
Il Consiglio di Amministrazione della società nella riunione del 19 ottobre 2007 ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo di 126.033.617 euro. In data 21 novembre 2007 Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 42.019.608 euro.
La partecipazione nella società è costituita da n. 276.472.160 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 33,34% del capitale sociale di 829.250.635.000 euro.

Inversora de Gas del Centro SA - Buenos Aires (Argentina)
L'Assemblea del 14 marzo 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 17.018.632 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla facoltativa, di distribuire agli azionisti un dividendo di 16.500.000 pesos argentini, pari a 2,42604 pesos argentini per azione utilizzando parte della riserva facoltativa per 332.300 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 4.125.000 pesos argentini nel periodo aprile - agosto 2007.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 1.700.300 azioni del valore nominale di 10 pesos argentini, pari al 25% del capitale sociale di 68.012.000 pesos argentini.

Mariconsult SpA - Milano
L'Assemblea del 24 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 27.185 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 1.000 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 50% del capitale sociale di 103.300 euro.

Promgas SpA - Milano
L'Assemblea del 24 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 327.000 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 326.900 euro, pari a 32,69 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo.
Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 163.450 euro in data 9 maggio 2007.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 5.000 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 50% del capitale sociale di 516.500 euro.

Raffineria di Milazzo ScpA - Milazzo
L'Assemblea del 26 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude in pareggio.

L'Assemblea ha altresì deliberato il rimborso agli azionisti della riserva conferimento in conto futuro aumento capitale sociale ex Legge 488/92- Sulphur Project, di 89.121.668 euro. In data 20 luglio 2007 Eni ha incassato il valore di propria spettanza di 44.560.834 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 175.000 azioni del valore nominale di 488,98 euro, pari al 50% del capitale sociale di 171.143.000 euro.

Seram SpA - Fiumicino
L'Assemblea del 24 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 2.971 euro e ne ha deliberato l'accantonamento alla riserva legale e alla riserva straordinaria.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 1.500 azioni del valore nominale di 142 euro, pari al 25% del capitale sociale di 852.000 euro.

Setgas SA - Setubal (Portogallo)
L'Assemblea del 30 marzo 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 6.312.785 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, alla riserva statutaria e ad altre riserve disponibili, il riporto a nuovo dell'utile residuo di 1.744.635 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 393.675 azioni del valore nominale di 5 euro, pari al 21,87083% del capitale sociale di 9.000.000 di euro.

Transmed SpA - Milano
L'Assemblea del 24 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con la perdita di 31.074 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 120.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 50% del capitale sociale di 240.000 euro.

Transmediterranean Pipeline Company Ltd - St. Helier (Channel Islands)
L'Assemblea del 16 luglio 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 27.895.213 dollari USA e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 27.837.000 dollari USA, pari a 27 dollari USA per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 58.213 dollari USA. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 13.918.500 dollari USA in data 18 luglio 2007.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 515.500 azioni del valore nominale di 10 dollari USA, pari al 50% del capitale sociale di 10.310.000 dollari USA.

Unión Fenosa Gas SA - Madrid (Spagna)
L'Assemblea del 23 maggio 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 321.348.953 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva volontaria per 183.353 euro, e tenendo conto dell'acconto sul dividendo di 199.363.000 euro erogato in novembre 2006, di distribuire agli azionisti un dividendo di 121.802.600 euro, pari a 223 euro per azione. Eni ha incassato l'acconto sul dividendo di propria spettanza di 99.681.500 euro in data 21 novembre 2006 e il saldo di 60.901.300 euro in data 11 giugno 2007.
Il Consiglio di Amministrazione della società nella riunione del 18 dicembre 2007 ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo dell'esercizio 2007 di 225.034.400 euro, pari a 412 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 112.517.200 euro in data 27 dicembre 2007.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 273.100 azioni del valore nominale di 60 euro, pari al 50% del capitale sociale di 32.772.000 euro.

Vega Parco Scientifico e Tecnologico di Venezia Scarl - Venezia
L'Assemblea del 7 maggio 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con la perdita di 2.697.574 euro e ha deliberato di coprire tale perdita mediante utilizzo di riserve straordinarie per 36.234 euro, di riserva legale per 32.516 euro, di riserva da sovrapprezzo quote per 388.587 euro e di riportare a nuovo la perdita residua di 2.241.967 euro.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di 349.440 euro, pari al 2,81537% del capitale sociale di 12.411.876 euro.

Venezia Tecnologie SpA - Porto Marghera (Venezia)

L'Assemblea del 18 aprile 2007 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2006 che chiude con l'utile di 9.262 euro e ne ha deliberato l'accantonamento alla riserva legale e alla riserva facoltativa.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2006 è rimasta immutata in n. 50 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 33,33% del capitale sociale di 150.000 euro.

CORRISPETTIVI DI REVISIONE CONTABILE E DEI SERVIZI DIVERSI DALLA REVISIONE

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi (migliaia di euro)
Revisione contabile	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	7.804
Servizi di attestazione	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	254
Servizi di consulenza fiscale	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	0
Altri servizi [a]	Rete del revisore della capogruppo	Società capogruppo	108
Revisione contabile	i) Revisore della capogruppo [b] ii) Rete del revisore della capogruppo [c]	i) Società controllate ii) Società controllate	7.287 10.725
Servizi di attestazione	i) Revisore della capogruppo ii) Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	223 88
Servizi di consulenza fiscale	i) Revisore della capogruppo ii) Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	0 81
Altri servizi [d]	i) Revisore della capogruppo ii) Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	6 175
Totale			**26.753**

(a) Gli altri servizi di revisione forniti alla capogruppo dalla rete PricewaterhouseCoopers sono relativi alla revisione del bilancio di sostenibilità.
(b) Di cui 328 migliaia di euro per attività di revisione contabile resa a società a controllo congiunto.
(c) Di cui 1.203 migliaia di euro per attività di revisione contabile resa a società a controllo congiunto.
(d) Gli altri servizi di revisione forniti alle società controllate dalla PricewaterhouseCoopers SpA e dalla sua rete sono relativi principalmente ad attività rese in relazione ad acquisizioni di *assets* del settore Exploration & Production.

PAGINA BIANCA



Società per Azioni
Sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1
Capitale sociale al 31 dicembre 2007:
euro 4.005.358.876 interamente versato
Registro delle Imprese di Roma,
codice fiscale 00484960588
Sedi secondarie:
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1
San Donato Milanese (MI) - Piazza Ezio Vanoni, 1

Ufficio rapporti con gli investitori
Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)
Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929
e-mail: investor.relations@eni.it

Pubblicazioni
Bilancio redatto ai sensi del D.Lgs. 9 aprile 1991, n. 127
Annual Report
Annual Report on Form 20-F
redatto per il deposito presso la Securities
and Exchange Commission
Bilancio di Sostenibilità
(in italiano e in inglese)
Fact Book (in italiano e in inglese)
Eni in 2007 (in inglese)
Relazione trimestrale al 31 marzo, al 30 giugno
e al 30 settembre
(in italiano e in inglese)
Relazione semestrale al 30 giugno
redatta ai sensi dell'art. 2428 del Codice Civile
Report on the First Half

Sito Internet: www.eni.it
Centralino: +39-0659821
Numero verde: 800940924
Casella e-mail: segreteriasocietaria.azionisti@eni.it

ADRs/Depositary
Morgan Guaranty Trust Company of New York
ADR Department
60 Wall Street (36th Floor)
New York, New York 10260
Tel. 212-648-3164

ADRs/Transfer agent
Morgan ADR Service Center
2 Heritage Drive
North Quincy, MA 02171
Tel. 617-575-4328

Progetto grafico: Opera
Copertina: Grafica Internazionale - Roma
Impaginazione e supervisione: Korus - Roma
Stampa: Marchesi Grafiche Editoriali SpA - Roma
Stampato su carta ecologica: Fedrigoni Symbol
Freelife Satin e Freelife Vellum