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