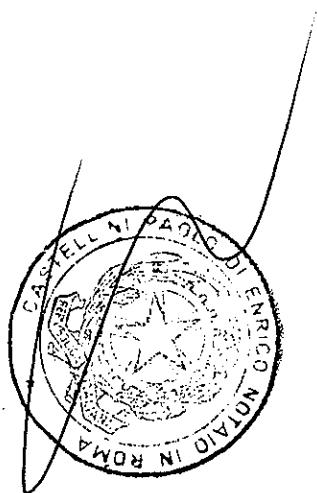




ALL. E
ROGITO 16092

71996 - 292

Bilancio 2006



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	
4	Relazione sulla gestione
8	Profilo dell'anno
	Lettera agli Azionisti
12	Andamento operativo
31	Exploration & Production
42	Gas & Power
48	Refining & Marketing
51	Petrolchimica
54	Ingegneria e Costruzioni
82	Commento ai risultati economico-finanziari
84	Altre informazioni
104	Corporate Governance
120	Impegno per lo sviluppo sostenibile
	Glossario
127	Bilancio consolidato
134	Schemi di bilancio
145	Criteri di redazione e principi contabili
206	Note al bilancio consolidato
	Adeguamento della situazione contabile
211	consolidata ai principi U.S. GAAP
	Informazioni supplementari richieste
	dagli U.S. GAAP e dalla SEC
224	Relazione della Società di revisione
Relazioni e bilancio d'esercizio di Eni SpA	
226	Relazione sulla gestione
234	Andamento operativo
250	Commento ai risultati economico-finanziari
	Compensi e altre informazioni
277	Bilancio di esercizio
282	Schemi di Bilancio
283	Criteri di redazione e principi contabili
	Note al bilancio d'esercizio
331	Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti
332	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.
334	Relazione della Società di revisione
335	Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti
Allegati	
	Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2006
338	Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2006
376	Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio
	Allegato alla nota integrativa del bilancio di esercizio
377	Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA



Profilo dell'anno

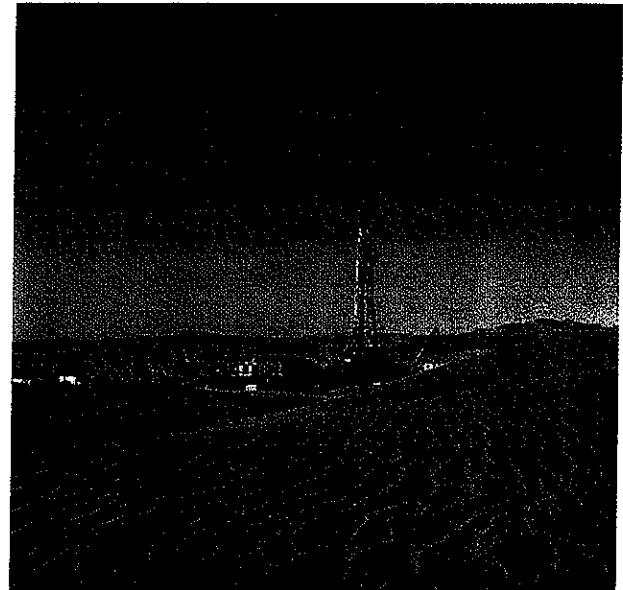
I risultati

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.



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%.

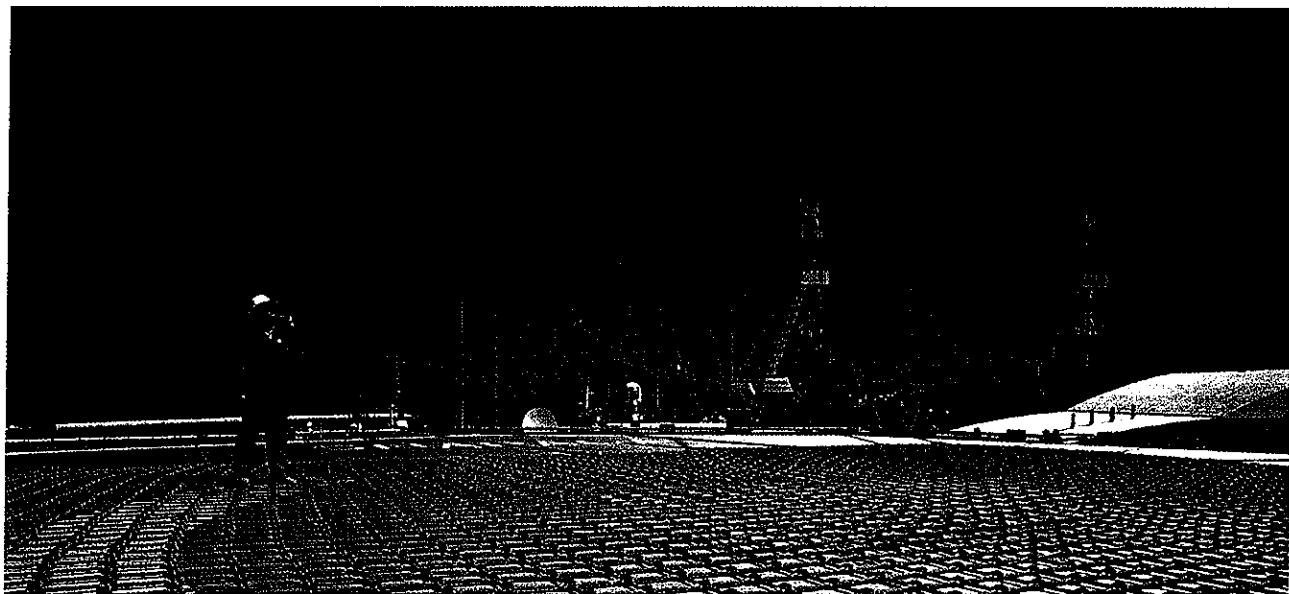


La produzione di idrocarburi

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.

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:

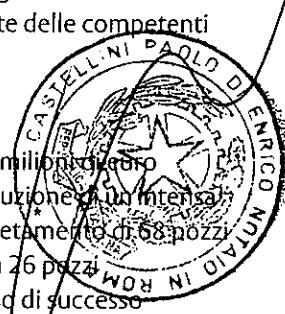
acquisizione di asset in Congo

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 congolese.

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 progresso 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

(milioni di euro)	2004	2005	2006
Ricavi della gestione caratteristica	57.545	73.728	86.105
Utile operativo	12.399	16.827	19.327
Utile operativo <i>adjusted</i>	12.582	17.558	20.490
Utile netto	7.059	8.788	9.217
Utile netto <i>adjusted</i>	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
Numero azioni in circolazione a fine periodo	(milioni)	3.770,0	3.727,3
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 reddituali e finanziari

	2004	2005	2006
Utile netto			
- per azione ^(c)	(euro)	1,87	2,34
- per ADS ^(b)	(USD)	4,66	5,81
Utile netto <i>adjusted</i>			
- per azione ^(c)	(euro)	1,76	2,46
- per ADS ^(b)	(USD)	4,38	6,12
Return On Average Capital Employed (ROACE)			
- reported	(%)	16,6	19,5
- <i>adjusted</i>	(%)	15,9	20,5
Leverage			
Dividendo di competenza	(euro per azione)	0,90	1,10
Pay-out	(%)	48	46
Redditività complessiva per l'azionista (TSR)	(%)	28,5	35,3
Dividend-yield ^(c)	(%)	4,9	4,7

(a) Interamente diluita. 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 <i>dated</i> ^(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 <i>dated</i>	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
Liber - 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*.

71996-298

Principali dati operativi

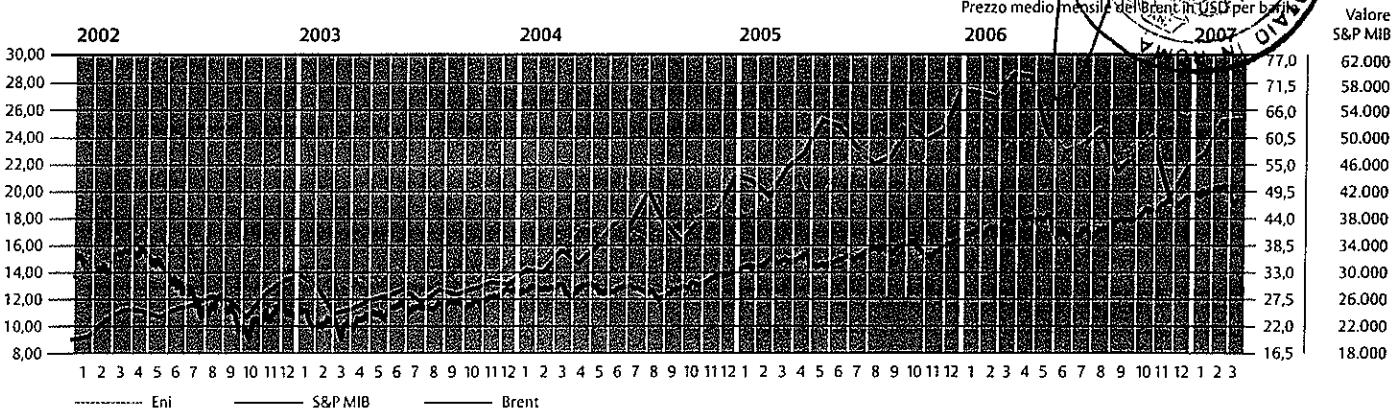
2004 2005 2006

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	(kbb/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.

Eni e S&P MIB - 2 gennaio 2002 - 7 marzo 2007

Prezzo in euro azioni Eni





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 espansivi, 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-

71996 - 300



Alberto Clò
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 perseggiando 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 *adju-*

sted 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

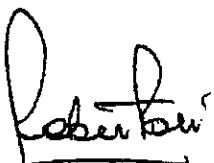
Il 2006 rappresenta il primo anno di pubblicazione del Bilancio di Sostenibilità Eni, con l'obiettivo di una rendicontazione più efficace verso i nostri *stakeholder*. Abbiamo definito un approccio più coerente alla

71996-302

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*).

29 marzo 2007

per il Consiglio di Amministrazione



Il Presidente


L'Amministratore Delegato
e Direttore GeneraleCONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE⁽¹⁾

Presidente
Roberto Poli⁽²⁾

Amministratore Delegato e Direttore Generale
Paolo Scaroni⁽³⁾

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

DIRETTORE 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 conferite 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

Exploration & Production



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 <i>adjusted</i>		8.202	12.903	15.763
Utile netto <i>adjusted</i>		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 <i>adjusted</i> (%)	(%)	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

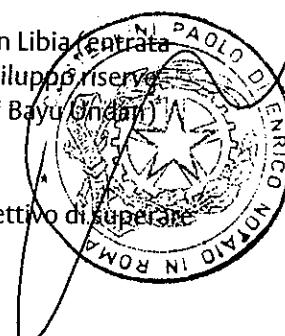
› Nel febbraio 2007 Eni ha definito con la società francese Maurel & Prom l'accordo per l'acquisto di asset esplorativi e produttivi situati nell'onshore del Congo. Il corrispettivo dell'operazione è di 1,4 miliardi di dollari. L'operazione si inquadra nella strategia di acquisizione di riserve e asset 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 Kazakistan, 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 Commission* (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'acquisi-

zione 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.

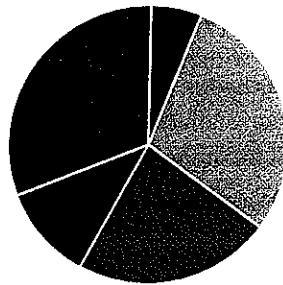
Il processo di valutazione delle riserve coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i *Local Reserves Evaluators (LRE)* che effettuano la valuta-

zione 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

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

3.481 milioni di barili



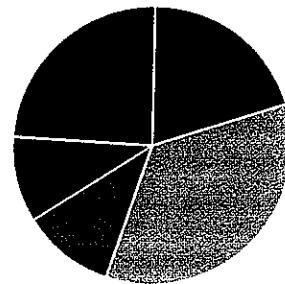
- 6% Italia
- 29% Africa Settentrionale
- 23% Africa Occidentale
- 11% Mare del Nord
- 31% Resto del mondo

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 valutazione² 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.

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

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.

(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).

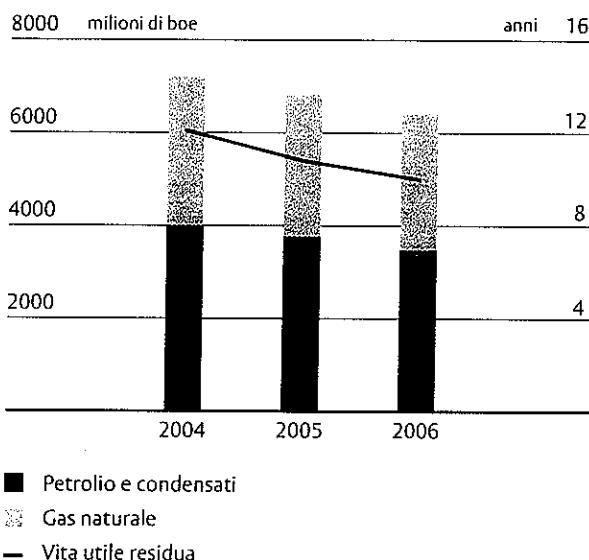
Considerando l'impatto degli elevati prezzi del petrolio sull'attribuzione delle riserve certe nei PSA e nei contratti di buy-back determinata sulla base del prezzo di chiusura dell'esercizio di 58,925 dollari/barile per il *marker* Brent, l'adozione di un prezzo normalizzato di 40 dollari/barile avrebbe 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)
Operazioni di portafoglio	6.608 (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



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)	Ass.	%
	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.

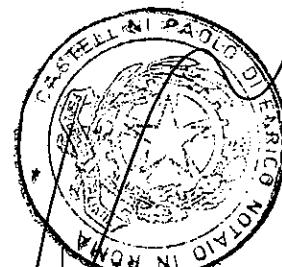
(b) Include la quota Eni delle riserve di entità valutate con il metodo del patrimonio netto (36 milioni di boe nel 2006).

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.



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 essenzial-

mente 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)}

	2004			2005			2006			Variazione	
	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)	Ass.	%
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		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.

71996 - 310

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.

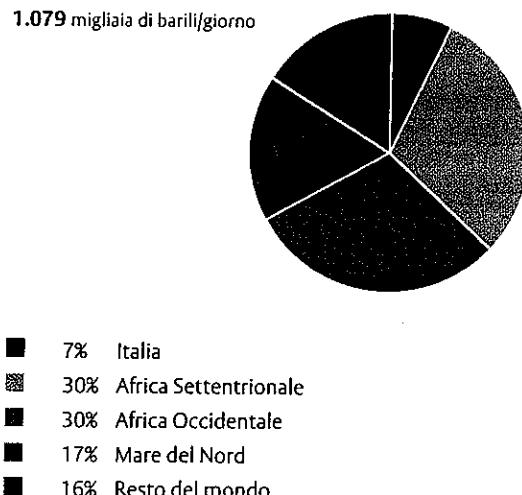
Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

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

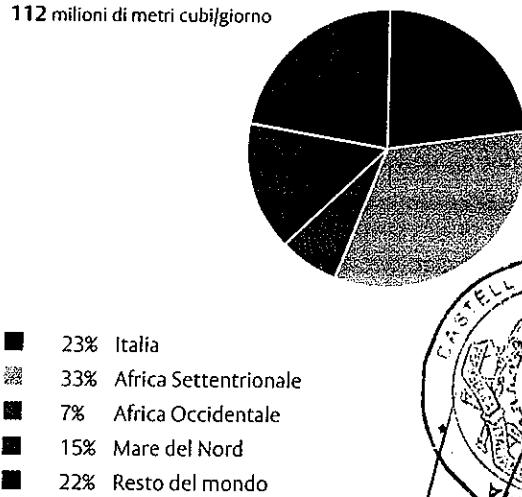
Produzione di petrolio e condensati per area geografica

1.079 migliaia di barili/giorno



Produzione di gas naturale per area geografica

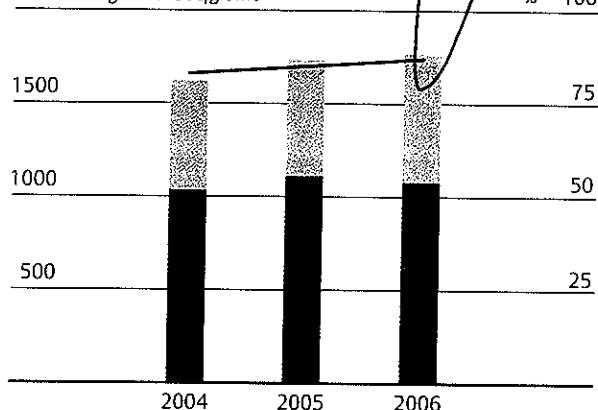
112 milioni di metri cubi/giorno



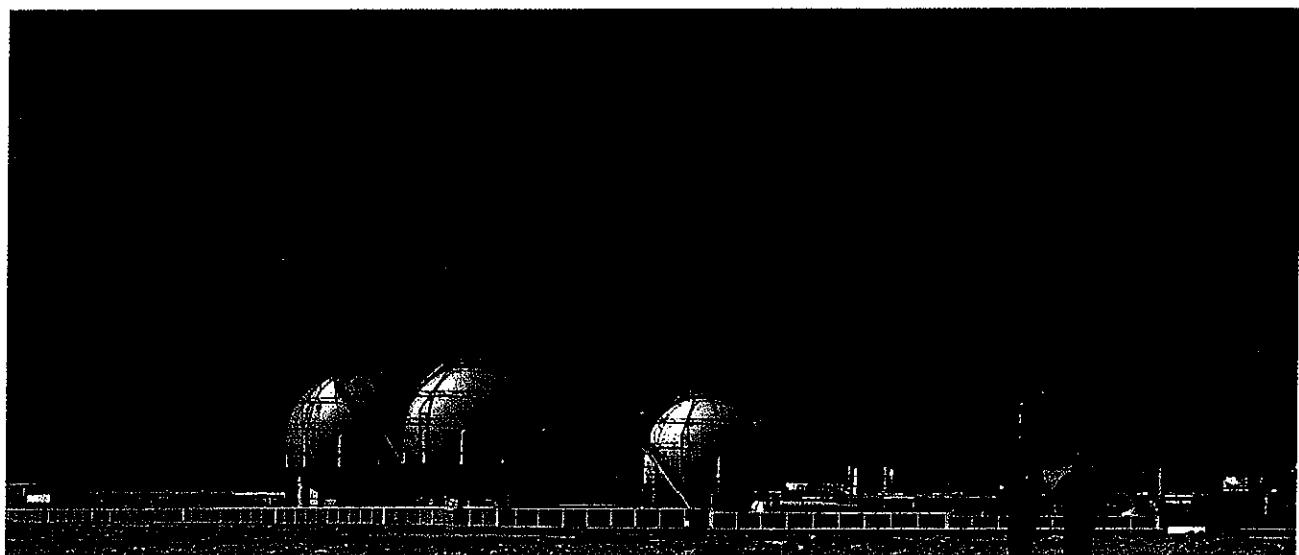
Produzione giornaliera di idrocarburi e quota estero

2000 migliaia di boe/giorno

% 100



- 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 Meleihha (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 una potenzialità mineraria. La durata contrattuale della fase esplorativa è fissata in quattro anni. Nell'aprile 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 londa 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 Saxy/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'acquisto 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 londa 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 londa 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 com-

plessivamente 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 linda 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 linda 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 Ida e Ida. La produzione di questi giacimenti è convergente 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 43 milioni di metri cubi/giorno (1,4 milioni in quota Eni). A fine 2006 è stato avviato il giacimento Katarina (Eni 50%), la corproduzione 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 proseguiti 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 cooperator 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, proseguiti 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 linda 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.

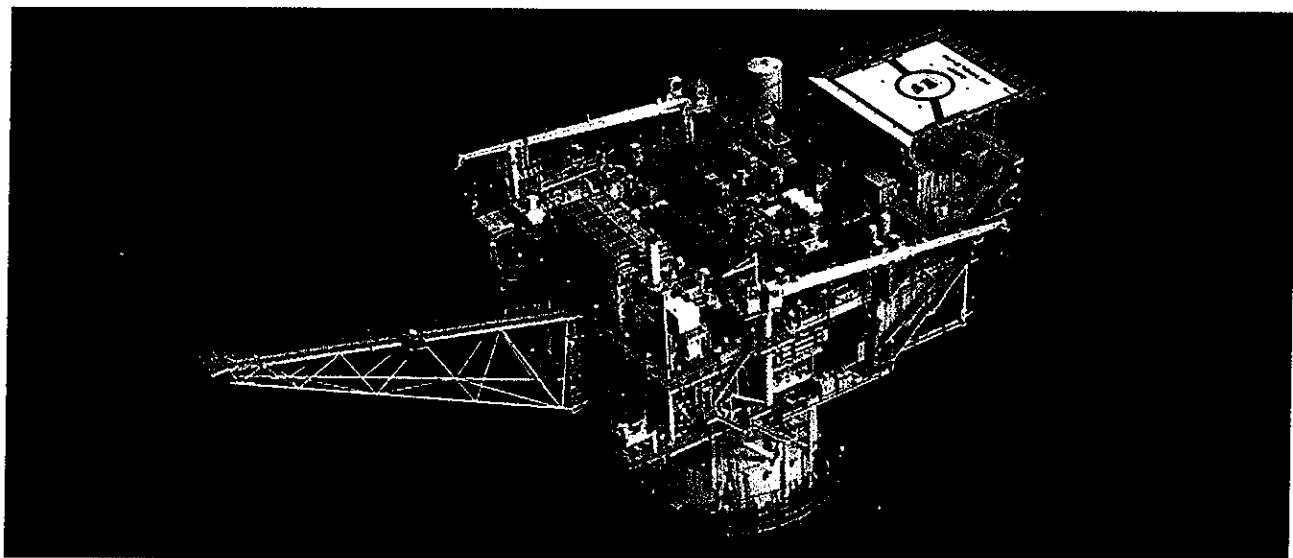
Pakistan Nel febbraio 2006, in esito a una gara internazionale, Eni si è aggiudicata con il ruolo di operatore quattro licenze esplorative relative ai Blocchi Rajar/Mithi – zona I e Thar/Umankot – zona III. I quattro blocchi situati nell'Est Sindh al confine con l'India si estendono su di una superficie linda 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 Mississippi 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 Mississippi 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. È 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 produzione 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 linda 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 Çalık 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 infra-

struttura, 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 ~~Parafin~~ 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 remunerà 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 Venezolana de Petróleo) o altra affilata 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					
Italia		301	152	(149)	(49,5)
Africa Settentrionale		139			
		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 Kazakistan, 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 tetzi è stata pari al 46%. Dall'inizio dell'attività, la società ha

2004 2005 2006

Capacità disponibili:			
modulazione e minerali	(miliardi di metri cubi)	7,5	7,5
- di cui quota utilizzata da Eni	(%)	47	44
strategico	(miliardi di metri cubi)	5,1	5,1
Clienti totali	(numero)	39	44
Clienti servizio modulazione e minerali	(numero)	29	35

(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 Stocaggi 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 stocaggi.

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 annuali 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 percuazione 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.

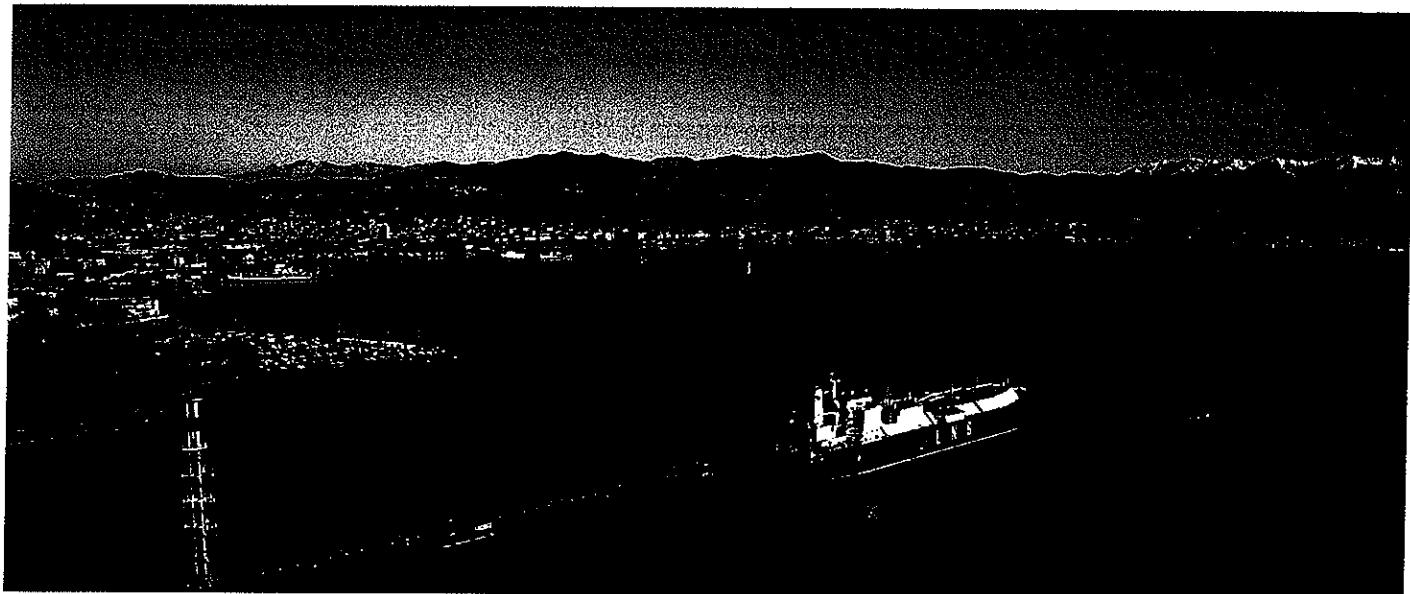
Corrispettivi per il bilanciamento

e per la reintegrazione degli stocaggi

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 stocaggi siano invece prioritariamente destinati alla copertura dei ricavi derivanti da nuovi investimenti e che l'eventuale residuo sia versato alla Cassa Conguaglio.

Gas & Power



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 <i>adjusted</i>		3.448	3.531	3.882
Utile netto <i>adjusted</i>		2.290	2.552	2.862
Investimenti tecnici		1.451	1.152	1.174
Capitale investito netto <i>adjusted</i>		18.383	18.898	18.864
ROACE <i>adjusted</i> (%)	(%)	12,6	13,4	15,1
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	87,03	94,71	101,48
Vendite gas in Europa		85,32	92,80	99,97
- Vendite gas in Europa G&P		80,62	87,99	91,90
- Vendite dirette Upstream in Europa ^(b)		4,10	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 perseguitamento 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

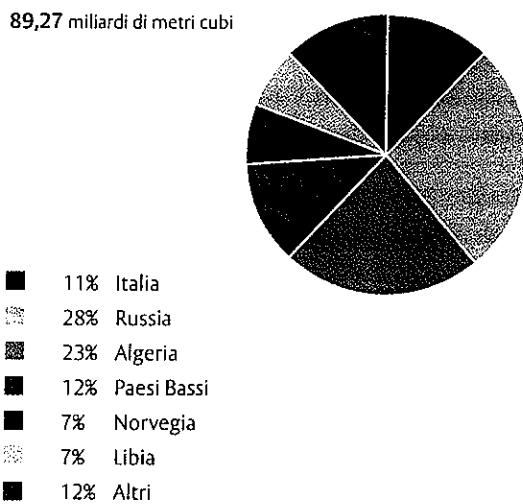
GAS NATURALE

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



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

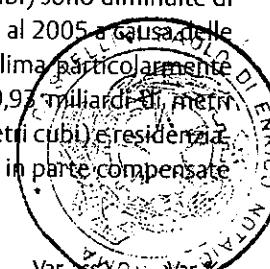
Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo termine, in particolare del mercato italiano, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali. In particolare a seguito dell'accordo strategico firmato con Gazprom in data 14 novembre ed entrato in vigore il 1° febbraio 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, 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 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 (-0,97 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)	
Esteri	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	

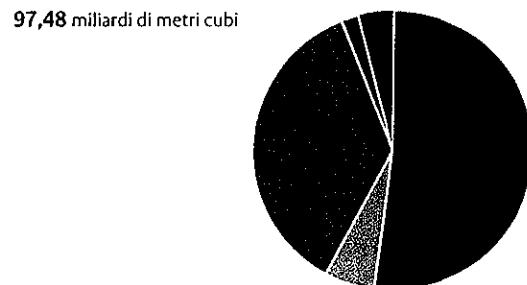
dall'incremento registrato nelle vendite al settore industriale (+0,26 miliardi di metri cubi). Le vendite *Gas release*¹ (2 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,05 miliardi di metri cubi.

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

Vendite di gas naturale

97,48 miliardi di metri cubi



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

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).

(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^o ottobre 2004 - 30 settembre 2008.

Vendite di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	2004	2005	2006	Var. ass.	Var. %
Italia a terzi¹		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)	
Autoconsumi¹	3,7	5,54	6,13	0,59	10,6	
Resto d'Europa¹	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 ¹	0,07	0,02	(0,05)	(71,4)		
Resto d'Europa ¹	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 ^(a)	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 confluiscano 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.

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 stoccati 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

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.

cubi/anno. È 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 in corso. 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 Depósitos (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 gasdot-

to 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 que-

sto 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 1,875 milioni di tonnellate (pari a circa 2 miliardi di metri cubi) all'anno di gas naturale liquefatto (GNL) da vari dotti 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 ridevoluta 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'impro-

cedibilità 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 pecunaria 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.

71996 - 332

Gli investimenti tecnici

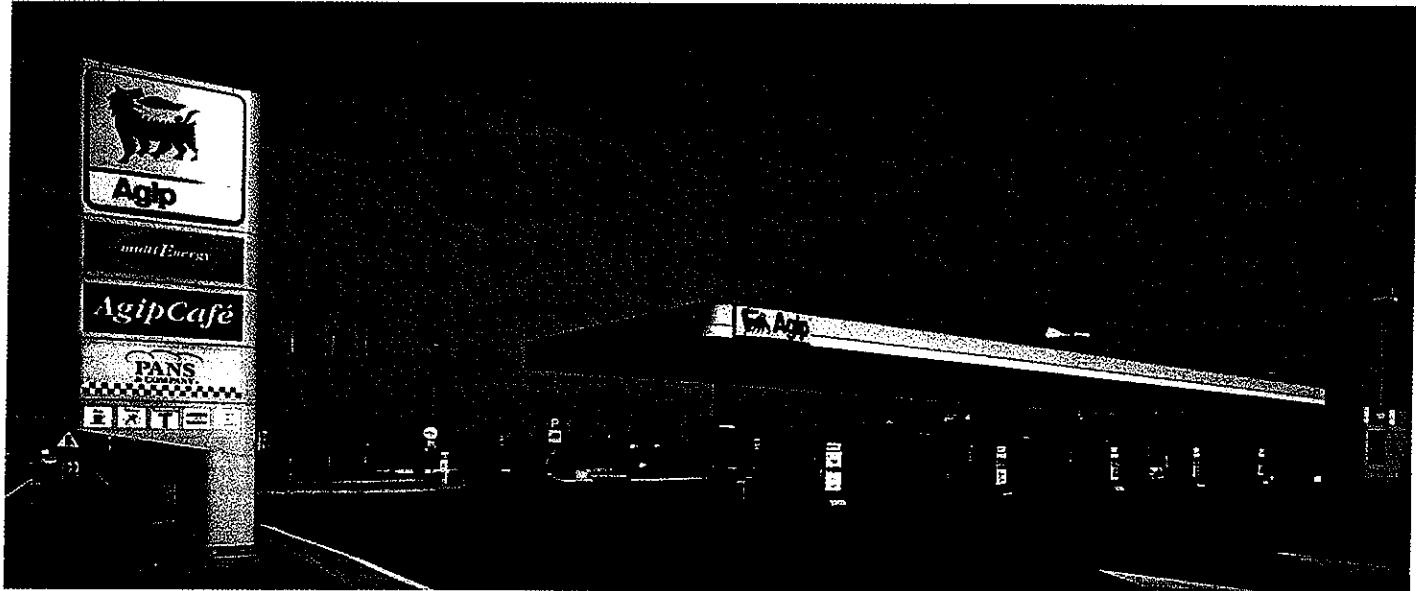
Gli investimenti tecnici del settore Gas & Power (1.174 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (627 milioni di euro); (ii) il proseguimento del programma di costruzione delle centrali a

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 <i>adjusted</i>		923	1.214	790
Utile netto <i>adjusted</i>		674	945	629
Investimenti tecnici		693	656	645
Capitale investito netto <i>adjusted</i>		4.835	5.326	5.766
ROACE <i>adjusted</i> (%)	(%)	13,0	18,2	10,7
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	37,69	38,79	38,04
Lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà		26,75	27,34	27,17
Capacità bilanciata delle raffinerie interamente possedute	(kbb/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
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 & Production¹, 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).

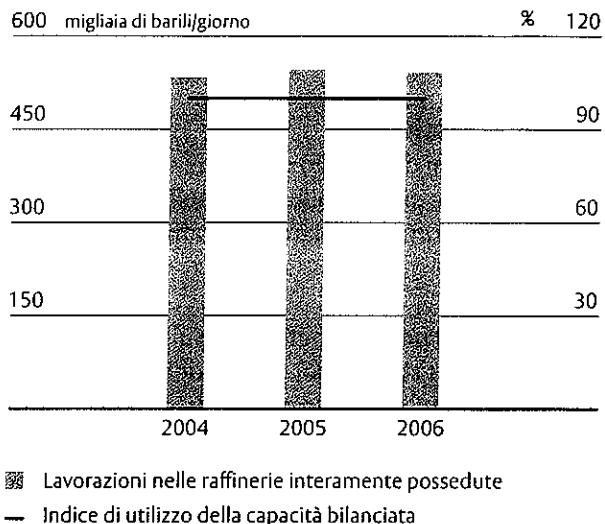
Le lavorazioni sulle raffinerie di proprietà sono rimaste stabili. In particolare le lavorazioni sono aumentate sulle raffinerie di Venezia, Gela e Taranto e sono diminuite su Sannazzaro, per la manutenzione delle unità di *cracking* catalitico e di *visbreaking*, e su Livorno per manutenzione generale. 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.

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

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



■ Lavorazioni nelle raffinerie interamente possedute
— Indice di utilizzo della capacità bilanciata

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.%
<i>Italia</i>						
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)	
<i>Ester</i>						
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)	

71996 - 336

**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.

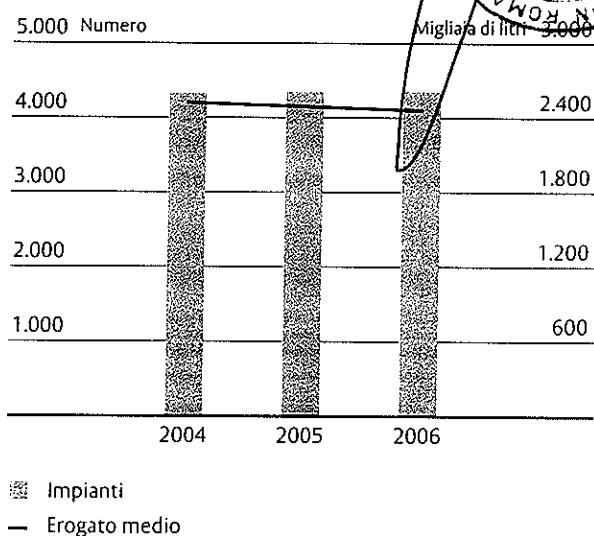
Le vendite di BluDiesel – il gasolio a elevate prestazioni e contenuto impatto ambientale commercializzato sulla rete a marchio Agip – sono state di 726 mila tonnellate (840 milioni di litri), con una riduzione del 14,8% rispetto al 2005 per effetto della maggiore sensibilità della domanda al prezzo,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

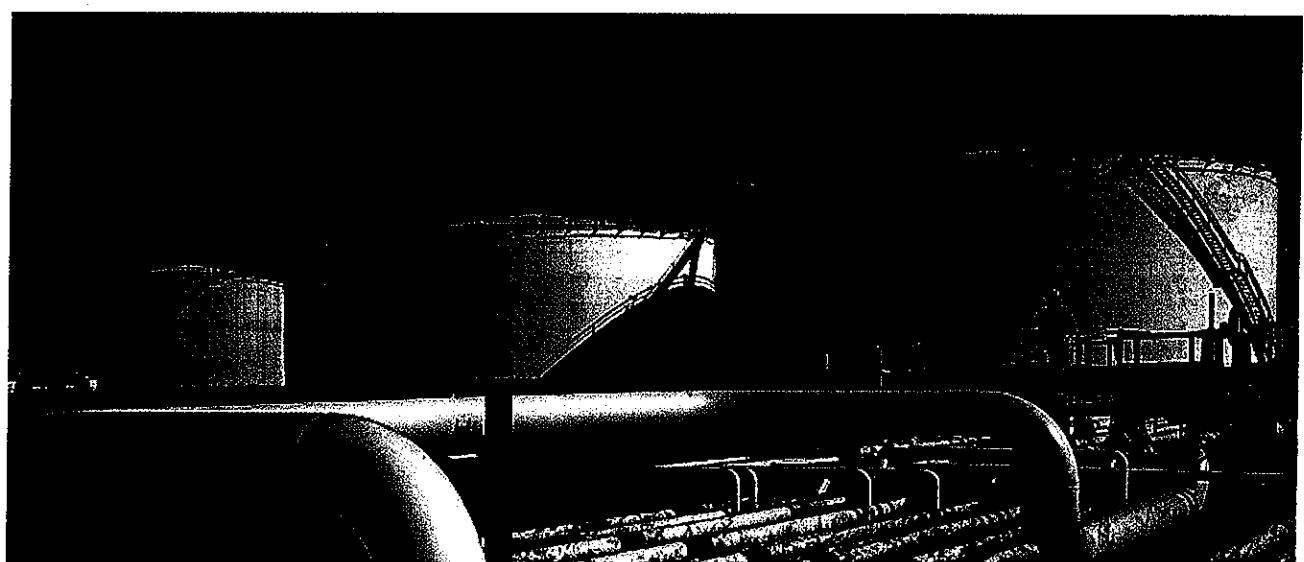
il BluDiesel è commercializzato sulla quasi totalità della rete (circa 4.061 pari al 93% del totale).

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'accreditto di punti-premio su una *fidelity card* 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)

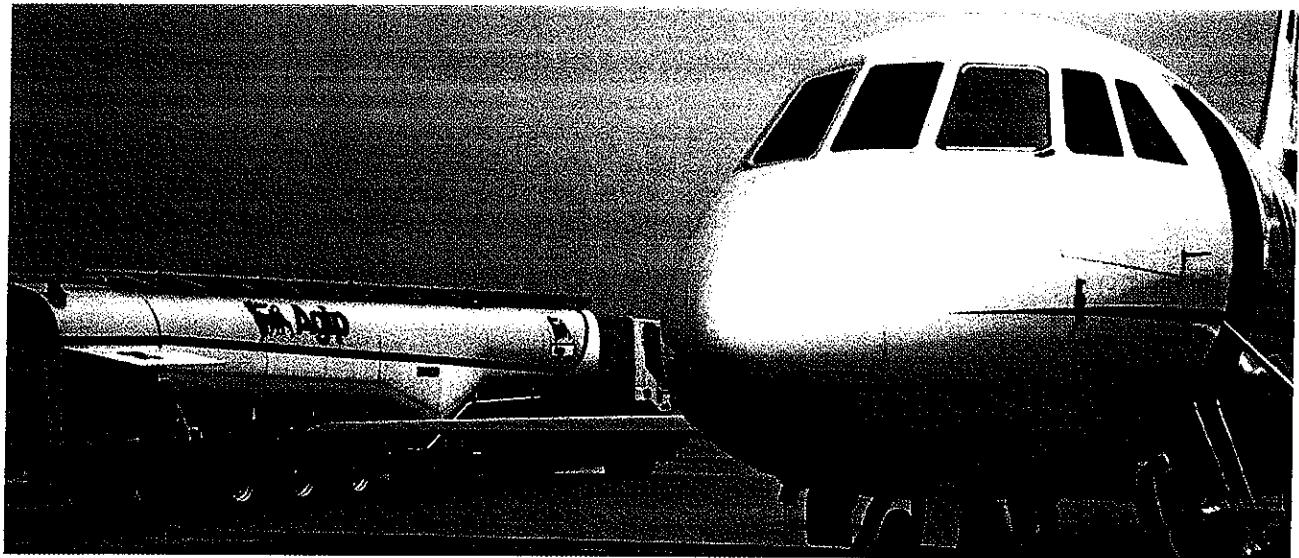
l'acquisto di 31 impianti, in particolare in Austria e Francia; (ii) l'apertura di 24 nuove unità, in particolare in Spagna e Austria; (iii) la chiusura di 46 impianti a basso erogato, in particolare in Spagna e Francia; (iv) il saldo negativo di 4 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento, 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 <i>adjusted</i>		263	261	219
Utile netto <i>adjusted</i>		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

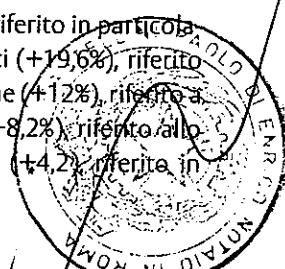
Vendite – produzioni – prezzi

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* polietilene (+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 stireni.

nici 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.

Polietilene

Le vendite di polietilene (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.

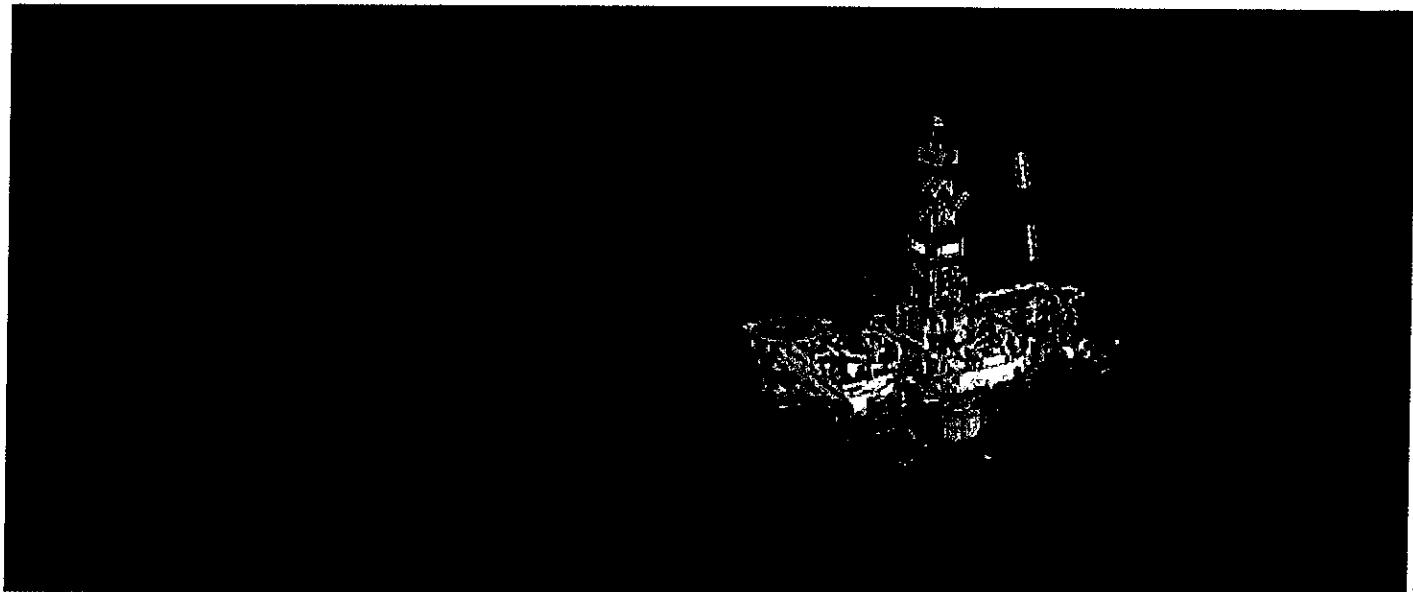
Le produzioni (1.252 mila tonnellate) sono diminuite di 57 mila tonnellate, pari al 4,4%, per effetto essenzialmente della fermata del *cracker* di Priolo e degli impianti collegati.

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).

71996-342

Ingegneria e Costruzioni



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 <i>adjusted</i>		215	314	508
Utile netto <i>adjusted</i>		252	328	400
Investimenti tecnici		186	349	591
ROACE <i>adjusted</i> (%)		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	28.634	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.

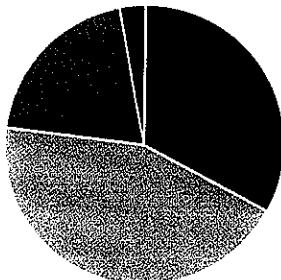
	(milioni di euro)	2005	Esercizio 2006	Var. ass.	Var.%
Ordini acquisiti ^(a)		8.395	11.172	2.777	33,1
Offshore		3.096	3.681	585	18,9
Onshore		4.720	4.923	203	4,3
Perforazioni mare		367	2.230	1.863	..
Perforazioni terra		212	338	126	59,4
di cui:					
- Eni		887	2.692	1.805	..
- Terzi		7.508	8.480	972	12,9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

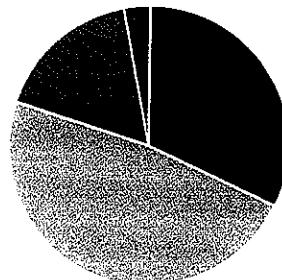
11.172 milioni di euro



- 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	9.217	429	4,9
(281) Esclusione (utile) perdita di magazzino	(759)	33	792		
(133) Esclusione <i>special item</i> :		1.222	1.162	(60)	
5 di cui: - oneri non ricorrenti	290	239	(51)		
(138) - altri <i>special item</i>	932	923	(9)		
6.645 Utile netto <i>adjusted</i> 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		
2.290 Gas & Power	2.552	2.862	310		
674 Refining & Marketing	945	629	(316)	(33,4)	
242 Petrochimica	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 <i>adjusted</i> 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 incentivazione 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

71996-350

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 Petrochimica.

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 <i>special item</i> :	1.941	1.075	(866)	
5	di cui: - oneri (proventi) non ricorrenti	290	239	(51)	
626	- altri <i>special item</i>	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	Petrochimica	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 termine		(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.

71996 - 352

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 effi-

cacia 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

	(milioni di euro)	2005	2006	Var. ass
8.185 Utile operativo		12.592	15.580	2.988 23,7
17 Esclusione <i>special item</i> :		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 <i>special item</i>		337	147	(190)	
5	di cui: Oneri (proventi) non ricorrenti		290	55	(235)	
27	Altri <i>special item</i> :		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 <i>adjusted</i>		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 <i>adjusted</i>		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-

71996 - 354

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 <i>special item</i> :	421	256	(165)		
	di cui: Oneri (proventi) non ricorrenti		109	109		
236	Altri <i>special item</i> :	421	147	(274)		
21	- <i>svalutazioni</i>	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 <i>adjusted</i>	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 <i>adjusted</i>	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 fat-

tori 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 <i>special item</i> :		78	107	29	
	di cui: Oneri (proventi) non ricorrenti			13	13	
(14)	Altri <i>special item</i> :		78	94	16	
3	- <i>svalutazioni</i>		29	50	21	
6	- <i>oneri per incentivazione all'esodo</i>		4	19	15	
3	- <i>accantonamenti a fondo rischi</i>		36	31	(5)	
	- <i>maggiorazione premi assicurativi</i>		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 parzial-

mente 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 <i>special item</i> :		7	3	(4)	
10	- <i>oneri per incentivazione all'esodo</i>		3	2	(1)	
	- <i>svalutazioni</i>		4	1	(3)	
1	- <i>accantonamenti a fondo rischi</i>					
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.

71996 - 356

Altre attività

2004	(milioni di euro)	2005	2006	Var. ass.	Var. %
(395) Utile operativo	(934)	(622)	312	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	81	21,5
176 Esclusione special item:	149	56	(93)	(93)	ND ADO
11 - oneri per incentivazione all'esodo	29	43	14	14	ND ADO
91 - accantonamenti a fondo rischi	64	11	53	53	ND ADO
72 - oneri ambientali	54		12	12	ND ADO
- svalutazioni	2		5	5	ND ADO
2 - altro		2	10	10	ND ADO
(187) Utile operativo adjusted	(228)	(240)	501	501	ND ADO
(107) Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(296)	205	(23)	(23)	ND ADO
(14) Proventi netti su partecipazioni ^(a)	23		12	12	ND ADO
222 Imposte sul reddito ^(a)	359	89	(270)	(270)	ND ADO
(86) Utile netto adjusted	(142)	54	196	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'informatica 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'accretion 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.

71996 - 358

(milioni di euro)

2006

	E&P	C&P	R&M	Petrochimica	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	Petrochimica	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									
<i>di cui:</i>									
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 <i>adjusted</i>	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 <i>adjusted</i>	6.186	2.552	945	227	328	(297)	(142)	(89)	9.710
<i>di cui:</i>									
- utile netto di terzi azionisti									459
- utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni									9.251
Utile netto di competenza Eni									
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(759)
Esclusione special item:									1.222
- oneri (proventi) non ricorrenti									290
- altri special item									932
Utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni									9.251

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

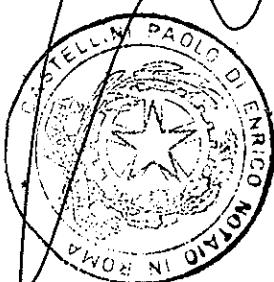
71996 - 360

(milioni di euro)

2004

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utile 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									
<i>di cui:</i>									
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 <i>adjusted</i>	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 <i>adjusted</i>	4.033	2.290	674	242	252	(241)	(88)	(37)	7.127
<i>di cui:</i>									
- utile netto di terzi azionisti									482
- utile netto <i>adjusted</i> 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 <i>adjusted</i> 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 <i>special item</i>	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 <i>di cui:</i> 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	
<i>di cui:</i> plusvalenza <i>dismissione Italiana Petroli (IP)</i>	(132)		132	
plusvalenza <i>Galp Energia SGPS SA per cessione</i> <i>di asset regolati a Rede Electrica National</i>		(73)	(73)	
plusvalenze sulla cessione di quote di minoranza <i>di Snam Rete Gas</i>				
(308) Imposte sul reddito	(609)	165	774	
<i>di cui:</i> <i>supplemental tax rate UK</i>		91	91	
<i>windfall tax Algeria</i>		179	179	
<i>contenzioso fiscale in Venezuela</i>		77	77	
(133) Totale <i>special item</i> dell'utile netto	1.222	1.162	(60)	

71996-362

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)		

(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 pagine 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 2005) 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 2005).

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 1º 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 remunerava 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 inve-

stito 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 dal 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

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.

71996 - 366

Rendiconto finanziario riclassificato^(a)

2004	(milioni di euro)	2005	2006	Var. ass
7.541 Utile netto		9.247	9.823	576
<i>a rettifica:</i>				
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. 71 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 pro-

prie 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 Kazakistan, 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).

71996 - 368

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 consolidato	31.12.2005		31.12.2006	
		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	
Rimanenze 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 disponibili 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)			
Altre attività (passività) di esercizio, composte da:		(526)			
- titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 2 "Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita")	465			
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 3 "Crediti commerciali e altri crediti")	480			
- altri crediti	(vedi nota 3 "Crediti commerciali e altri crediti")	3.249			
- 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

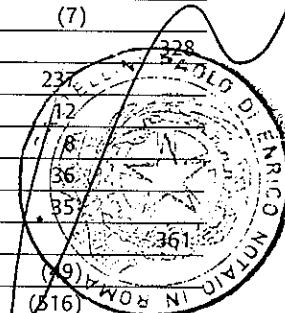
(milioni di euro)

	Riferimento alle note al bilancio consolidato	31.12.2005	31.12.2006				
		Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato		
Voci dello Stato patrimoniale riclassificato (dove non esplicitamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)							
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	
		Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Voci del rendiconto riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale					
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		
immobilizzazioni materiali	99		237		328
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)		(616)		
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)	2005		2006	
		Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Voci del rendiconto riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale					
Free cash flow			8.230		9.762
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento			(109)		216
<i>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>			(231)		(178)
<i>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>			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

(milioni di euro)	Risultato di periodo		Patrimonio netto	
	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

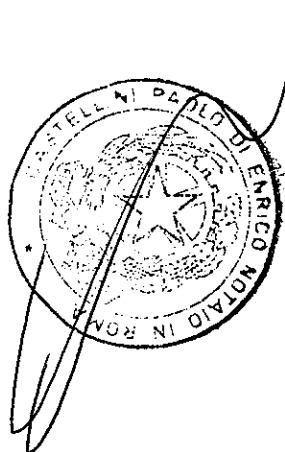
Le previsioni sull'andamento nel 2007 sono positive; in particolare le produzioni e le vendite dei principali settori di attività Eni avranno il seguente andamento:

- **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

71996 - 376

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 puntuale 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 Auto-disciplina 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'emersione 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 1º 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 riser-

vare 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.

71996 - 378

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, esamine 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 can-

didati 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 Nucleo 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 infrannuiali previste dalla normativa vigente poiché 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 strategiche¹, 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 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 Frusco (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'informatica 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 riconizzazione 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-Enfin; (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, non-

ché 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 Amministrazione 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 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, banarie, 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 Alfa 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 fondamen-

tali 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 quota-te 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-

uale 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 Depository 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.

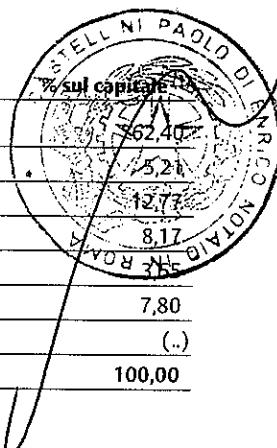
Sulla base delle informazioni disponibili e delle comunicazioni ricevute ai sensi della delibera Consob n. 11971/1999, al 31 dicembre 2006 gli azionisti possessori di quote superiori al 2% del capitale di Eni SpA sono:

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
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	12,73
USA e Canada	1.848	327.231.932	8,17
Resto del Mondo	1.387	146.093.376	(..)
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) voto, 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 partecipa-

zione 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

Componenti	Consiglio di Amministrazione				n. altri incarichi ⁽¹⁾	Comitato Controllo Interno		Compensation Committee		Osservatorio Petrolifero Internazionale	
	esecutivi	non esecutivi	indipendenti	% presenze ⁽¹⁾		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
Sindaci effettivi			
Filippo Duodo	55		81
Edoardo Grisolia	65		63
Riccardo Perotta ^(*)	95		88
Giorgio Silva ^(*)	95		100
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

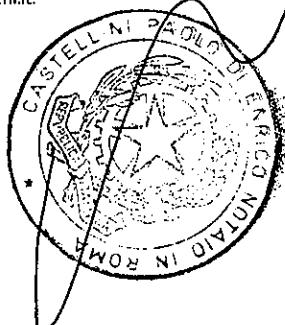
La società ha nominato i preposti al controllo interno?	X
I preposti sono gerarchicamente non dipendenti da responsabili di aree operative?	X
Unità organizzativa preposta al controllo interno (ex art. 9.3 del Codice)	Internal Audit

Investor relations

La società ha nominato un responsabile <i>investor relations</i> ?	X
Unità organizzativa e riferimenti (indirizzo/fax/e-mail) del responsabile <i>investor relations</i>	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 socioeconomiche 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.

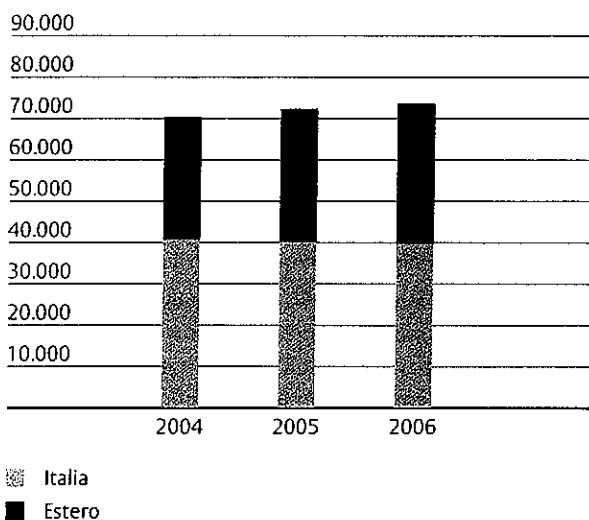
Occupazione e Costo Lavoro

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	
Petrochimica	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 orga-

nizzativo 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.

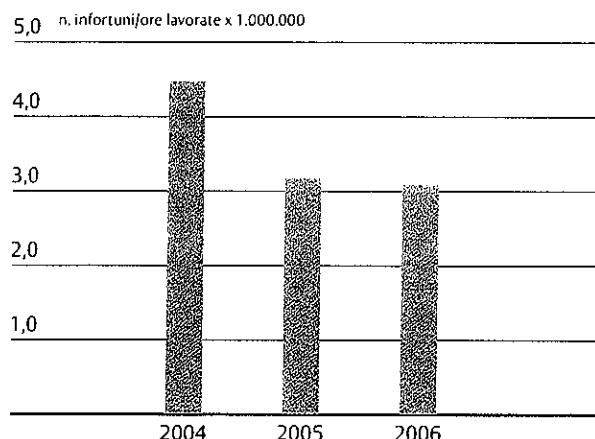
È stato inoltre stipulato un accordo con International SOS che garantisce la fornitura di servizi sanitari qualificati per qualunque esigenza operativa in qualunque parte del mondo, oltre ad assicurare le evacuazioni ed i rimpatri assistiti nei casi di gravi emergenze sanitarie.

Sicurezza

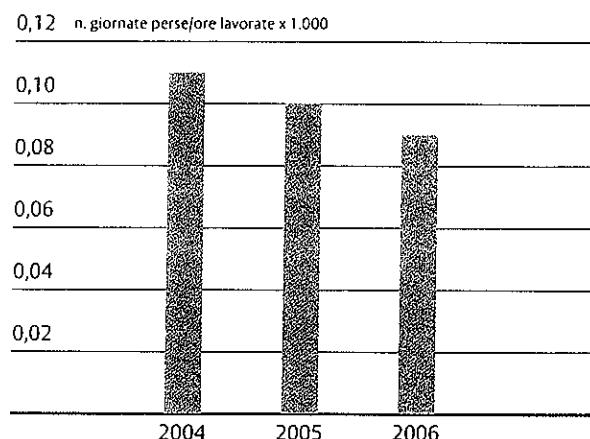
Eni ha sempre dedicato un grande impegno alle tematiche inerenti la sicurezza dei lavoratori, delle popolazioni limitrofe agli insediamenti e dei propri asset produttivi, basando la propria strategia su:

- 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 impeniato 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

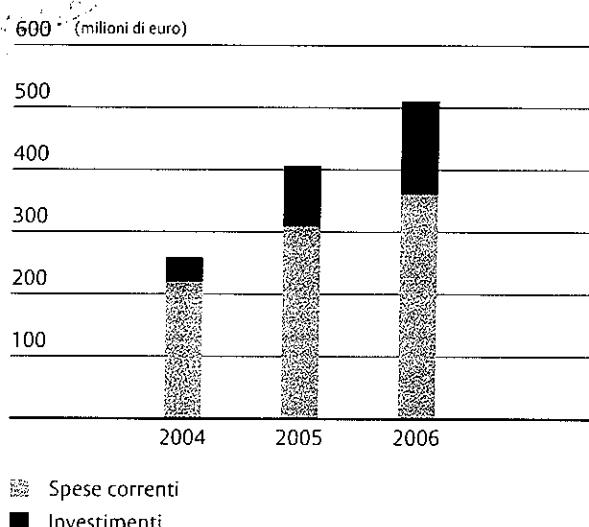
da parte degli *stakeholder*. Nell'ambito delle proprie attività, Eni è attivamente impegnata a ridurre la propria impronta ambientale, riducendo i consumi energetici e di acqua, l'inquinamento "locale" di aria, acqua e suolo, la produzione di rifiuti, nonché a bonificare e ripristinare aree industriali 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

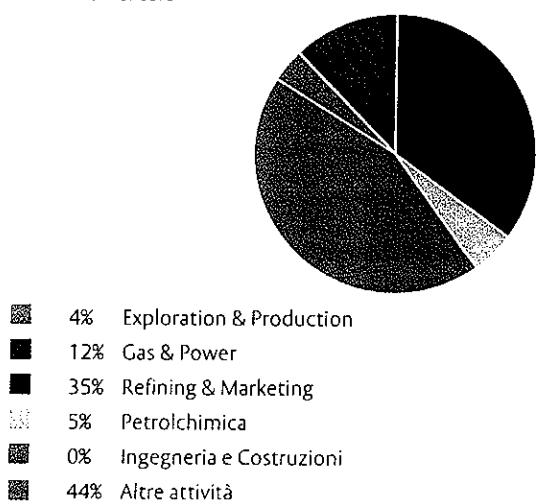
La gestione delle risorse naturali è finalizzata all'uso razionale e sostenibile delle stesse e alla loro protezione in tutte le attività operative di Eni.

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 direttive 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 acquefere 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, perseguitando 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.

so 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 Kazakistan, 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 permette-

ranno 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 Kazakistan.

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.

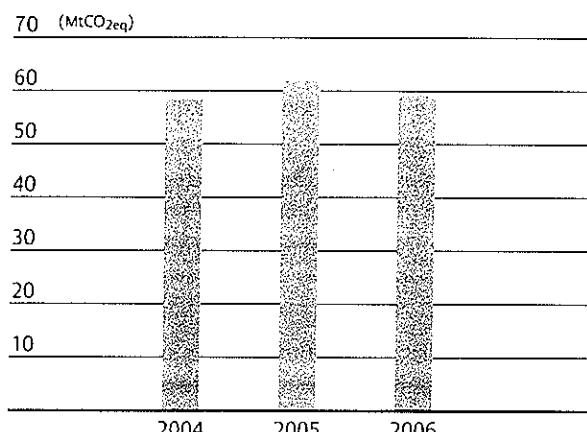
In quest'ottica, nel 2006 Eni e la compagnia russa Gazprom hanno firmato un importante accordo strategico che assicurerà all'Italia una quota rilevante dei propri fabbisogni di gas fino al 2035. Una descrizione delle principali caratteristiche di tale accordo e del suo impatto sui fabbisogni energetici 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

Eni - Emissioni di gas serra



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 CO₂;
- il disegno e la promozione di un sistema energetico sostenibile basato su una pluralità di fonti e tecnologie ad alta efficienza.

Lungo queste linee di azione Eni ha conseguito risultati che la caratterizzano come un'impresa energetica a basse emissioni di CO₂, 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 Okpara, Nigeria, che impiega il gas associato che originariamente era bruciato in torcia. Un primo traguardo dell'impegno profuso nella riduzione delle emissioni è rappresentato dal *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* (inclusa 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 Petrochimica 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-mecanica di giacimento.

Sono proseguiti le attività sulla tecnologia proprietaria CRS (3D Common Reflection Surface Stack), mirata a consentire la realizzazione di prospezioni in aree caratterizzate da scarso risponso 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 geo-

logica di CO₂ in giacimenti depleti e in acquiferi salini. È stato completato lo studio di fattibilità tecnica della sequestrazione geologica di CO₂ 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 proseguiti 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 carburante 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 *bio-diesel* 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

71996 - 408

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 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 concentrate 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 accentrativo, 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 *rischio finale* (relata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguitamento 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*, 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 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 accentuato 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 perseguitamento 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 poli-butadiene (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 matrice prime nella sintesi di intermedi e polimeri.

Over/Under lifting Gli accordi stipulati tra i produttori 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 esse-

re 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-

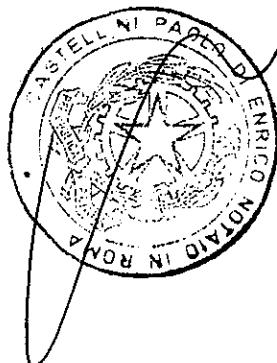
pero e alla variazione delle riserve *equity* - nei contratti PSA (*Production Sharing Agreement*) - a causa dell'andamento del prezzo dei greggi di riferimento. Il *management* calcola il tasso di rimpiazzo delle riserve anche al netto delle operazioni di portafoglio (c.d. tasso di rimpiazzo organico) 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.



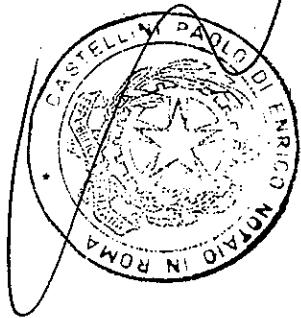
PAGINA ANNULLATA



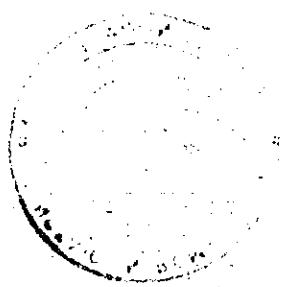
71996 - 415



Bilancio Consolidato 2006



PAGINA ANNULLATA



71996 - 416

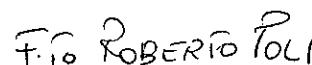
Stato patrimoniale

(milioni di euro)	Note	31.12.2005	31.12.2006
		Totale	di cui verso parti correlate
		Totale	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
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-Sorte 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
Attività per imposte anticipate	(13)	1.861	1.725
Altre attività	(14)	995	994
		58.618	58.291
TOTALE ATTIVITÀ		83.850	88.312
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	(15)	4.612	152
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(19)	733	890
Debiti commerciali e altri debiti	(16)	13.095	1.164
Passività per imposte correnti	(17)	3.430	
Altre passività	(18)	613	
		22.483	
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	7.653	
Fondi per rischi e oneri	(20)	7.679	
Fondi per benefici ai dipendenti	(21)	1.031	
Passività per imposte differite	(22)	4.890	
Altre passività	(23)	897	
		22.150	
TOTALE PASSIVITÀ		44.633	23.364
PATRIMONIO NETTO	(24)		47.113
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

T.O. ROBERTO TOLI

Conto economico

(milioni di euro)	Note	2005		2006	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	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
- <i>di cui eventi ed operazioni significative non ricorrenti</i>	(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	



71996 - 418

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 acquisite	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												
Destinazione utile residuo 2004				1.300		2.375		(3.675)				
Acquisto azioni proprie						(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						
	1	(47)	1.346			(987)	2.375	(1.686)	(7.059)	16.057	(1.218)	(7.275)
Altri movimenti di patrimonio netto:												
Costo stock option				5						5		5
Vendita di società consolidate												
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

F.º Roberto Poli

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 acquisite	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

F.º ROBERTO POLI

71996 - 420
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)	(52)	(42)
- titoli		(464)	(49)
- crediti finanziari		(683)	(516)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		(148)	(26)
Flusso di cassa degli investimenti		(8.539)	(8.512)
Disinvestimenti:			
- immobilizzazioni materiali		(36)	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)

F. so ROBERTO Poli

(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)
- <i>di cui verso parti correlate</i>	(33)	23	(57)
<i>Effetto della variazione dell'area di consolidamento</i>		(38)	(4)
<i>Effetto delle differenze di cambio</i>		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

F.T. Roberto Poli

71996 - 422

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		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

F.º Roberto Poli



■ 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 rilevanza¹.

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 simili. 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 materiali²

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 Petrochimica 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 soprallungare 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 Petrochimica.

71096-426

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 mineraria⁴

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 accettare 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'unità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai programmi a benefici definiti⁵, 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 attuaria 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.

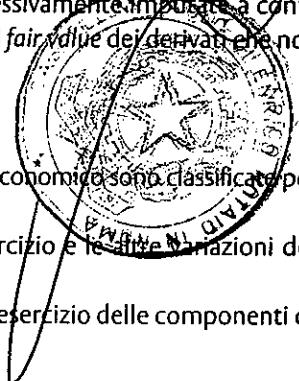
Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali. L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è considerato 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 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 escissione, 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 estratti.

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 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 aenti 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 aenti 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

71996 - 434

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	Realizzazioni economiche	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 (891 milioni 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
Conti per servizi	259	440
Altri crediti	836	684
	3.309	3.180

71996-436

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:

(milioni di euro)	31.12.2005					31.12.2006				
	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			Valore al 31.12.2006
		Utilizzi	Altri	Salvo	
	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
<i>Fair value</i> su contratti derivati non di copertura	117	569
<i>Fair value</i> su contratti derivati di copertura <i>cash flow hedge</i>	32	37
<i>Fair value</i> su contratti derivati di copertura <i>fair value hedge</i>		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	
	<i>Fair Value</i>	Impegni	<i>Fair Value</i>	Impegni
Contratti su valute				
<i>Interest currency swap</i>	58	1.277	137	1.400
<i>Currency swap</i>	15	2.378	46	5.502
Altri		26		42
	73	3.681	183	6.944
Contratti su tassi d'interesse				
<i>Interest rate swap</i>	14	1.281	66	3.393
	14	1.281	66	3.393
Contratti su merci				
<i>Over the counter</i>	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:

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	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 Petrochimica (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 Venezuelan 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

71996 - 410

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 Venezuelan 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
31.12.2005					
Attività immateriali a vita utile definita					
- Costi di ricerca mineraria	107	699	(683)	41	164
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	174	37	(122)	48	137
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	816	31	(101)	746	2.205
- Immobilizzazioni in corso e acconti	59	74	(57)	76	81
- Altre attività immateriali	224	13	(30)	(50)	157
	1.380	854	(936)	(18)	1.280
					<i>Salvo fine di 2006</i>
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	107	699	(683)	41	164
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	174	37	(122)	48	137
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	816	31	(101)	746	2.205
- Immobilizzazioni in corso e acconti	59	74	(57)	76	81
- Altre attività immateriali	224	13	(30)	(50)	157
	1.380	854	(936)	(18)	1.280
Attività immateriali a vita utile indefinita					
- Avviamento	1.933	2	(21)	1.914	
	3.313	856	(936)	(39)	3.194

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 sostentamento 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 - Construcão 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 ESI - 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 SpA	172	50,00	171	50,00
- Azienda Energia e Servizi Torino SpA	165	49,00	165	49,00
- Eteria Parohis Aerou 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 Marítimas 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 Petróleo Lda	73	50,00	63	50,00
- Transmediterranean Pipeline Co Ltd	63	50,00	50	50,00
- Eteria Parohis Aerou 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 Will	31	20,00	27	20,00
- Siciliana Gas SpA	60	50,00		
- Toscana Gás 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).

71996 - 444

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	68	27
Partecipazioni in imprese collegate	107		(98)	9	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	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:

(milioni di euro)	31.12.2005		31.12.2006	
	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	34	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		
	Imprese controllate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate	Imprese controllate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate
(milioni di euro)						
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:		
- <i>partner in joint venture</i> 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
<i>Fair value</i> su contratti derivati non di copertura	378	395
<i>Fair value</i> 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)

Tipo	Scadenza	Al 31 dicembre		Scadenza a lungo termine						
		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.

71996 - 450

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	Totali
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 (Moody's). 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:

(milioni di euro)	Importo	Disagio di emissione e rateo di interesse	Valuta	Scadenza	Tasso %
Società emittente				da a	da a
<i>Euro Medium Term Notes:</i>					
- Eni SpA	1.500	42	1.542 Euro	2013	4,625
- Eni Coordination Center SA	1.027	19	1.046 Lira sterlina	2007	5,250
- Eni Coordination Center SA	520	5	525 Euro	2007	variabile
- Eni SpA	500	16	516 Euro	2010	5,375
- Eni Coordination Center SA	277	5	282 Euro	2008	2,876
- Eni Coordination Center SA	193	4	197 Dollaro USA	2013	4,450
- Eni Coordination Center SA	167		167 Yen giapponese	2008	4,800
- Eni Coordination Center SA	103		103 Dollaro USA	2007	2,320
- 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		
<i>Altri prestiti obbligazionari:</i>					
- 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 pignorati su titoli e da depositi vincolati (251 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2005			31.12.2006		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità 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 31 dicembre 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:

(milioni di euro)	Piani pensione esteri					Altri fondi	Totale
	TFR	Passività linda	Attività al servizio del piano	Fisde			
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	66	19		3	4		86
Oneri finanziari	23	31		6	5		69
Rendimento delle attività al servizio del piano			(17)				(24)
Contributi versati		(1)	(48)				(49)
Utili/ perdite attuariali	(6)	(2)	(3)	(5)	6		(71)
Benefici pagati	(9)	(6)	(2)	(5)	(2)		(105)
Modifiche del piano							2
Riduzioni ed estinzioni del piano	(7)	(5)	(5)	(4)	(3)		(6)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		(6)	(16)				(22)
Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio	614	771	(440)	91	95		1.131

La passività linda 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

71.996 - 456

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	Utilizi	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	Utilizi	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

71996-458

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:

(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 Gázsolgáltató Részvénnytársaság	6		82	79
Altre	17	16	194	208
	459	606	2.349	2.170

Patrimonio netto di Eni

	Valore al 31.12.2005	Valore al 31.12.2006
(milioni di euro)		
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:

7 1 9 9 6 - 4 6 0

	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		
	Riserva lorda	Passività per imposte differite	Riserva netta	Riserva lorda	Passività per imposte differite	Riserva netta	Riserva lorda	Passività per imposte differite	Riserva netta
(milioni di euro)									
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

(milioni di euro)	2005	2006	Risultato dell'esercizio	Patrimonio netto
			31.12.2005	
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

71996-462

25 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:

(milioni di euro)	31.12.2005			31.12.2006				
	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 accentrativo, 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 perseguitamento 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*, 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 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 Rate 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 accentratato 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 perseguitamento 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 e unità 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 presunto 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 asseritte 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 arreca 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

71996-470

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 infinge 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 né 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 accettare 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.

71996-472

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 precedente 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 pecunaria 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 provveda 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, 1º 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.

71996-476

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) nonché 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 remunerava 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.

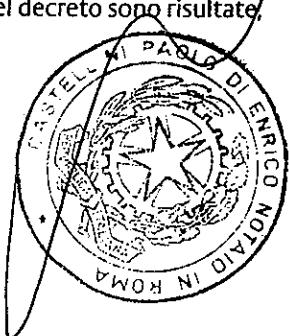
71996 - 478

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 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 65,2 milioni di tonnellate di CO₂ (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 <i>partner</i> per attività in <i>joint venture</i>	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".

71996 = 480

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 civile⁷ 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 civile⁸ 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.

71996-482

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	21,023	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, del loro valore 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 punitivo 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
Durata	(anni)	8	8	8	6
Volatilità implicita	(%)	43	22	19	21
Dividendi attesi	(%)	4,5	5,4	4,5	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 d'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.

71996 - 484

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'indeductibilità 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'indeductibilità 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%).

71996 - 486

■ 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.

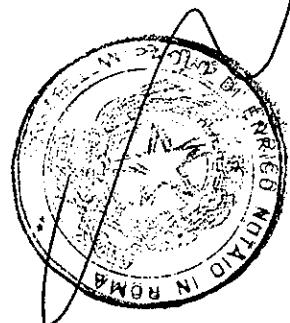
Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.758.519.603 e 3.698.201.896 rispettivamente negli esercizi 2005 e 2006.

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
Utile per azione semplice	(ammontari in euro per azione)	2,34
Utile per azione diluito	(ammontari in euro per azione)	2,34



22 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività¹⁰

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrochimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Elisioni	Totali
2005									
Ricavi netti della gestione caratteristica (a)									
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)									
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

EE 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)

Denominazione	31.12.2005			2005			
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi	Ricavi	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 Raffineriegesellschaft 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		
Supér 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.

71996 - 490

I rapporti commerciali e diversi nell'esercizio 2006 si analizzano come segue:

(milioni di euro)

31.12.2006

2006

Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese a controllo congiunto e collegate							
ASG Scarl	7	40	80			88	1
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	22				64	1
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH	10						96
Blue Stream Pipeline Co BV	34	19				193	1
Bronberger & Kessler und Gigl & 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
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 S.p.A.	9	12			237	109	
Rodano Consorziale Scarl	3	14				54	
RPCO Enterprises Ltd	13		104				12
Supermetanol CA		13		91			
Super Octanos CA		13		257			
Trans Austria Gasleitung GmbH	7	78		53			56
Transitgas AG		8					
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		7					
Unión Fenosa Gas SA	1	7	61	93			
Altre (*)	72	169	168	75			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 Plöeckinger 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.

71996 - 492

I rapporti finanziari dell'esercizio 2006 si analizzano come segue:

(milioni di euro)

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
Crediti commerciali e altri crediti	17.902	18.799
Altre attività correnti	1.344	1.027
Altre attività finanziarie non correnti	369	4
Passività finanziarie a breve termine	1.050	855
Debiti commerciali e altri debiti	258	136
Altre passività correnti	3.30	16,89
Passività finanziarie a lungo termine comprensive delle quote a breve termine	13.095	3.400
Altre passività non correnti	1.164	92
	613	2,71
		6.01
		0,63
		0,20
		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

71996 - 494

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 accettare 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) rinnovamento 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 dalla 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.

71996-498

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		
Patrimonio netto di Eni:		
Capitale sociale, interamente versato e 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.