



Eni's Way

Relazione semestrale

al 30 giugno
2005

Missione

L'Eni è una delle società energetiche integrate più importanti del mondo; opera nelle attività del petrolio e del gas naturale, della generazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e costruzioni, in cui vanta competenze di eccellenza e forti posizioni di mercato a livello internazionale.

Obiettivo dell'Eni è la creazione di nuovo valore in grado di soddisfare le attese degli azionisti; ciò si realizza mediante il continuo miglioramento della posizione di costo e della qualità dei prodotti e dei servizi per i propri clienti, nonché mediante l'attenzione per le esigenze dei dipendenti e, in generale, per il perseguimento di un modello di crescita sostenibile, anche con l'attenta valutazione degli impatti ambientali delle proprie attività e lo sviluppo di nuove e più efficienti tecnologie.

Per conseguire questi obiettivi l'Eni punta sul grande patrimonio di competenze manageriali e tecniche delle proprie risorse umane e sulla loro continua valorizzazione mediante un'organizzazione sempre più snella e imprenditoriale

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE ⁽¹⁾

Presidente

Roberto Poli ⁽²⁾

Amministratore Delegato

Paolo Scaroni ⁽³⁾

Amministratori

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

DIRETTORI GENERALI

Divisione Exploration & Production

Stefano Cao ⁽⁴⁾

Divisione Gas & Power

Luciano Sgubini ⁽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 DELL'ENI SpA

Luigi Schiavello ⁽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 "Altre informazioni" delle Informazioni sulla gestione.

(1) Nominato dall'Assemblea il 27 maggio 2005 per un triennio che scade con l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007

(2) Nominato dall'Assemblea il 27 maggio 2005

(3) Deleghe conferitegli dal Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 1° giugno 2005

(4) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 novembre 2000

(5) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 30 gennaio 2001

(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 24-25 giugno 2003

(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 un triennio



Relazione semestrale

al 30 giugno

2005

sommario

Informazioni sulla gestione e situazione contabile consolidata dell'Eni

Informazioni sulla gestione	Andamento operativo
	4 Exploration & Production
	8 Gas & Power
	19 Refining & Marketing
	22 Petrolchimica
	25 Ricerca e innovazione
	28 Commento ai risultati economico-finanziari
	44 Altre informazioni
Situazione contabile consolidata dell'Eni	55 Applicazione degli IFRS
	64 Stato patrimoniale
	65 Conto economico
	66 Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto
	68 Rendiconto finanziario
	71 Criteri di redazione
	72 Principi di consolidamento
	72 Criteri di valutazione
	82 Note alla situazione contabile consolidata

Informazioni sulla gestione e situazione contabile consolidata dell'Eni SpA

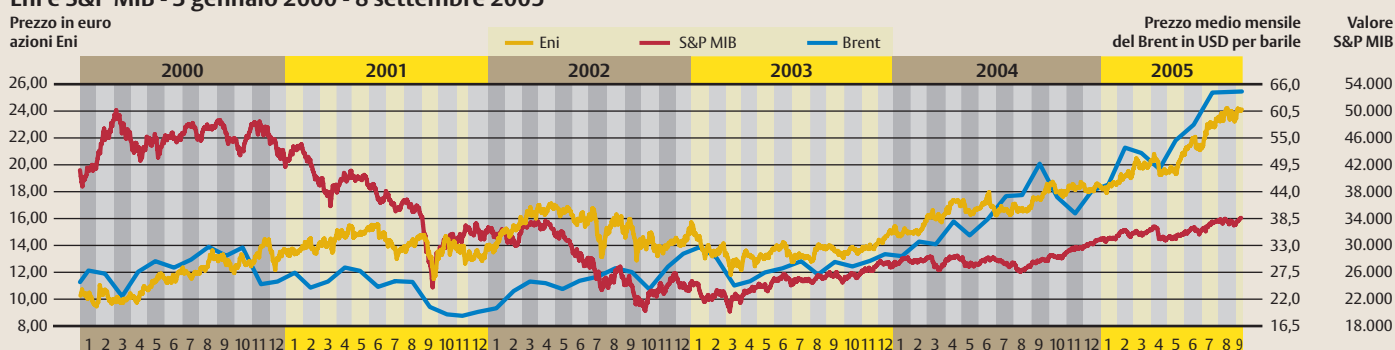
Informazioni sulla gestione dell'Eni SpA	130	Commento ai risultati economico-finanziari
	143	Altre informazioni
Situazione contabile dell'Eni SpA	146	Stato patrimoniale
	147	Conto economico
Acconto sul dividendo dell'esercizio 2005	148	
- Relazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del codice civile		
Relazioni della Società di revisione	150	
Allegati alla situazione contabile consolidata dell'Eni	154	Imprese e partecipazioni rilevanti dell'Eni SpA al 30 giugno 2005
	192	Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

Per Eni si intende l'Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento

highlights

- Nel primo semestre 2005 l'Eni ha conseguito l'utile netto di 4.343 milioni di euro con un aumento di 978 milioni di euro rispetto al primo semestre 2004, pari al 29%. L'utile netto *adjusted* – che esclude l'impatto del maggior utile di magazzino (-167 milioni di euro) e della variazione degli *special item* (+581 milioni di euro) – ammonta a 4.406 milioni di euro con un aumento del 46%
- In relazione ai risultati conseguiti, il Consiglio di Amministrazione dell'Eni ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo dell'esercizio 2005 di 0,45 euro per azione, con data di stacco 24 ottobre 2005 e messa in pagamento a partire dal 27 ottobre 2005
- La produzione di idrocarburi ha superato 1,7 milioni di boe/giorno con un incremento di oltre il 5% rispetto al primo semestre 2004 per effetto dell'entrata a regime dei giacimenti avviati nell'ultima parte del 2004, in particolare in Libia e Angola. L'incremento si eleva al 9,4% se si esclude l'effetto dell'aumento del prezzo del barile sui *Production Sharing Agreements* (-63 mila boe/giorno)
- Il 4 agosto 2005, a meno di un anno dallo *start-up* del giacimento *onshore* di Wafa, è stato aperto il primo pozzo del giacimento di gas Bahr Essalam nell'*offshore* libico nell'ambito del progetto integrato di sviluppo delle riserve libiche di gas naturale Western Libyan Gas (Eni 50%). I due giacimenti produrranno a regime, nel 2006, 10 miliardi di metri cubi/anno, di cui 8 miliardi (4 in quota Eni) per l'esportazione sul mercato europeo mediante il gasdotto sottomarino Greenstream (Eni 75%) entrato in esercizio nell'ottobre 2004
- Nell'ambito della strategia di espansione in aree con elevato potenziale minerario, sono state acquistate le licenze esplorative di 104 blocchi situati nell'*onshore* e nell'*offshore* del Nord dell'Alaska della superficie di 1.718 chilometri quadrati e sono stati acquisiti, in esito a gara internazionale, le licenze esplorative di due blocchi situati nell'*onshore* e nell'*offshore* dell'India della superficie di 14.445 chilometri quadrati
- L'accordo stipulato con la compagnia indiana Oil & Natural Gas Corporation, con l'obiettivo di individuare nuove opportunità di *business* nell'esplorazione e produzione di idrocarburi, accelererà lo sviluppo delle attività dell'Eni in India, Paese di grande potenzialità esplorativa
- Nell'ambito della strategia di espansione della presenza nel *business* del GNL, l'Eni ha acquistato per il periodo di venti anni 6 miliardi di metri cubi/anno della capacità di rigassificazione del terminale di Cameron in Louisiana (USA) con avvio previsto nel 2008, assicurandosi l'accesso a un'area chiave di consumo e la possibilità di valorizzare le proprie riserve di gas naturale in Africa
- Il 6 settembre, a seguito dell'autorizzazione da parte dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, è stato firmato il contratto di vendita alla società Api SpA della partecipazione totalitaria posseduta dall'Eni nella Italiana Petroli SpA, attiva nella distribuzione di carburanti sulla rete, per il corrispettivo di 190 milioni di euro

Eni e S&P MIB - 3 gennaio 2000 - 8 settembre 2005



Principali dati economico-finanziari

(milioni di euro)

Esercizio 2004		Primo semestre			
		2004	2005	Var. ass.	Var. %
54.274	Ricavi della gestione caratteristica	26.406	32.495	6.089	23,1
12.130	Utile operativo	5.738	8.041	2.303	40,1
7.059	Utile netto	3.365	4.343	978	29,1
12.081	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	7.407	8.434	1.027	13,9
7.329	Investimenti tecnici	3.680	3.070	(610)	(16,6)
34.683	Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	32.014	36.844	4.830	15,1
10.460	Indebitamento finanziario netto a fine periodo	12.978	9.546	(3.432)	(26,4)
45.143	Capitale investito netto	44.992	46.390	1.398	3,1

In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all'andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa dell'Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l'utile operativo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto del primo semestre non possono essere estrapolati per l'intero esercizio.

Principali dati operativi

Esercizio 2004		Primo semestre			
		2004	2005	Var. ass.	Var. %
	Produzione giornaliera di:				
1.034	petrolio (migliaia di barili)	1.021	1.104	83	8,1
590	gas naturale ⁽¹⁾ (migliaia di boe)	603	610	7	1,2
1.624	idrocarburi ⁽¹⁾ (migliaia di boe)	1.624	1.714	90	5,5
73,43	Vendite di gas naturale a terzi (miliardi di metri cubi)	40,24	40,58	0,34	0,8
3,70	Autoconsumo di gas naturale (miliardi di metri cubi)	1,68	2,59	0,91	54,2
77,13		41,92	43,17	1,25	3,0
7,32	Vendite di gas naturale delle società collegate in quota Eni (miliardi di metri cubi)	3,65	4,54	0,89	24,4
84,5	Totale vendite e autoconsumi di gas naturale (miliardi di metri cubi)	45,57	47,71	2,14	4,7
28,26	Trasporto di gas naturale per conto terzi in Italia (miliardi di metri cubi)	14,09	16,33	2,24	15,9
13,85	Produzione venduta di energia elettrica (terawattora)	6,08	10,55	4,47	73,5
53,54	Vendite di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	27,07	24,81	(2,26)	(8,3)
9.140	Stazioni di servizio a fine periodo (Italia + estero) (numero)	10.677	9.139	(1.538)	(14,4)
7.118	Produzione di prodotti petrolchimici (migliaia di tonnellate)	3.679	3.579	(100)	(2,7)
5.299	Vendite di prodotti petrolchimici (migliaia di tonnellate)	2.619	2.673	54	2,1
48.968	Dipendenti a fine periodo (numero)	55.557	48.210	(7.347)	(13,2)

(1) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (38, 36 e 42 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2004, nel primo semestre 2004 e nel primo semestre 2005).

Principali indicatori di mercato

Esercizio 2004		Primo semestre			
		2004	2005	Var. ass.	Var. %
38,22	Prezzo medio del greggio Brent <i>dated</i> ⁽¹⁾	33,66	49,55	15,89	47,2
1,244	Cambio medio EUR/USD ⁽²⁾	1,227	1,285	0,06	4,7
30,72	Prezzo medio in euro del greggio Brent <i>dated</i>	27,43	38,56	11,13	40,6
4,02	Margini europei medi di raffinazione ⁽³⁾	3,74	5,52	1,78	47,6
2,1	Euribor - euro a tre mesi (%)	2,1	2,1	..	..

(1) In USD/barile. Fonte: Platt's Oilgram.

(2) Fonte: BCE.

(3) In USD/barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.

Portafoglio minerario e attività di esplorazione

Il portafoglio minerario dell'Eni al 30 giugno 2005 consiste in 921 titoli¹ (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 34 paesi dei cinque continenti per una superficie complessiva in quota Eni di 234.381 chilometri quadrati (234.180 al 31 dicembre 2004), di cui 41.341 relativi a permessi di coltivazione e sviluppo (41.997 al 31 dicembre 2004). All'estero la superficie complessiva (205.828 chilometri quadrati) è aumentata di 5.283 chilometri quadrati per le acquisizioni in Pakistan, Egitto, Norvegia e Stati Uniti, parzialmente assorbite dai rilasci in Congo, Tunisia e Brasile.

In Italia la superficie complessiva (28.553 chilometri quadrati) è diminuita di 5.082 chilometri quadrati a seguito di rilasci.

Nel semestre sono stati ultimati 28 nuovi pozzi esplorativi (9 in quota Eni), rispetto ai 31 pozzi del primo semestre 2004 (12 in quota Eni). Il coefficiente di successo è stato del 25,8% (40,2% in quota Eni), a fronte del 48% (56,1% in quota Eni) del primo semestre 2004. I principali successi esplorativi sono stati registrati in Australia, Indonesia, Pakistan, Nigeria ed Egitto.

Produzione

Esercizio 2004		Primo semestre			
		2004	2005	Var. ass.	Var. %
1.624	Produzione giornaliera di idrocarburi ⁽¹⁾⁽²⁾ (migliaia di boe)	1.624	1.714	90	5,5
271	Italia	271	267	(4)	(1,5)
380	Africa Settentrionale	371	449	78	21,0
316	Africa Occidentale	301	326	25	8,3
308	Mare del Nord	334	288	(46)	(13,8)
349	Resto del mondo	347	384	37	10,7
577,9	Produzione venduta (milioni di boe)	286,8	301,4	14,6	5,1

(1) Include la quota Eni della produzione di *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto a partire dal 1° gennaio 2005 (in precedenza consolidate proporzionalmente).

(2) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (38, 36 e 42 mila boe/giorno, rispettivamente nell'esercizio 2004, nel primo semestre 2004 e nel primo semestre 2005).

Nel primo semestre 2005 la produzione giornaliera di idrocarburi è stata di 1.714 mila barili di petrolio equivalente (boe) con un aumento di 90 mila boe rispetto al primo semestre 2004, pari al 5,5%; l'aumento si eleva al 9,4% se si esclude l'effetto prez-

(1) Di cui un titolo di esplorazione e sviluppo posseduto tramite *joint venture* valutata con il metodo del patrimonio netto a partire dal 1° gennaio 2005 (in precedenza consolidata proporzionalmente) e 5 titoli di esplorazione posseduti tramite società collegate per le iniziative in Arabia Saudita, Russia e Spagna.

zo nei *Production Sharing Agreement (PSA)*². La crescita produttiva si è registrata in particolare in Libia, Angola, Iran, Kazakhstan, Algeria, Italia (petrolio) e Australia. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla minore attribuzione di produzione (-63 mila boe) nei PSA dovuta all'aumento del prezzo del barile; (ii) dal declino produttivo di giacimenti maturi, essenzialmente in Italia (gas naturale) e Regno Unito; (iii) dall'impatto delle vendite di *asset* effettuate nel 2004 (-27 mila boe). La quota di produzione estera sul totale raggiunge l'84% (83% nel primo semestre 2004).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (1.104 mila barili) è aumentata di 83 mila barili rispetto al primo semestre 2004, pari all'8,1%, a seguito degli incrementi produttivi registrati in: (i) Angola, per effetto dell'entrata a regime dei giacimenti dell'area Kizomba A nel Blocco 15 (Hungo e Chocalho - Eni 20%) e dell'avvio del giacimento Bomboco situato nell'area B del Blocco 0 (Eni 9,8%); (ii) Libia, per effetto dell'entrata a regime dei giacimenti Wafa (Eni 50%) ed Elephant (Eni 23,33%); (iii) Iran, per effetto dell'entrata a regime del giacimento South Pars fasi 4-5 (Eni operatore con il 60%) e della crescita produttiva dei giacimenti Dorood (Eni 45%) e Darquain (Eni operatore con il 60%); (iv) Kazakhstan, nel giacimento Karachaganak (Eni cooperatore con il 32,5%) per effetto della crescita produttiva del giacimento in relazione all'entrata in esercizio di nuove *facility*, con conseguente crescita delle esportazioni dal terminale russo di Novorossiysk sul Mar Nero; (v) Algeria, per effetto dell'entrata a regime del giacimento Rod e satelliti (Eni operatore con il 63,96%); (vi) Italia, per effetto dell'aumento di produzione in Val d'Agri dovuto all'entrata a regime del quarto treno di trattamento del centro olio; (vii) Australia, per effetto dell'entrata a regime del giacimento Bayu Undan (Eni 12,04%). Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dal declino produttivo di giacimenti maturi, in particolare nel Regno Unito, e dall'impatto delle vendite di *asset* effettuate nel 2004.

La produzione giornaliera di gas naturale (610 mila boe) è aumentata di 7 mila boe rispetto al primo semestre 2004, pari all'1,2%, a seguito essenzialmente dell'incremento registrato in Libia, in relazione all'entrata a regime del giacimento Wafa (Eni 50%), parzialmente assorbito dalle riduzioni registrate in particolare in Italia e nel Regno Unito a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi e dall'impatto delle vendite di *asset* effettuate nel 2004.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 301,4 milioni di boe. La differenza rispetto alla produzione di 8,8 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (7,6 milioni di boe).



Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

ALASKA, nell'agosto 2005 sono stati acquistati dalla compagnia indipendente americana Armstrong Oil & Gas 104 blocchi esplorativi situati nel North Slope, sia nell'*onshore* sia nell'*offshore* del Beaufort Sea. I blocchi della superficie di 1.718 chilome-

(2) Nei PSA la compagnia petrolifera di Stato (committente) incarica la compagnia petrolifera internazionale (contrattista) di eseguire lavori di esplorazione e produzione. In caso di successo il contrattista, che si assume il rischio minerario e finanziario dell'iniziativa, recupera gli investimenti e i costi (*Cost Oil*) sostenuti nell'anno con una quota di produzione che varia al variare del prezzo del petrolio. Inoltre in alcuni contratti la variazione del prezzo influenza anche la quota di produzione destinata alla remunerazione del contrattista (*Profit Oil*).

tri quadrati comprendono due giacimenti, attualmente nella fase di pre-sviluppo, con riserve commerciali di 60 milioni di barili di petrolio e potenziale esplorativo di oltre 110 milioni di barili.

ANGOLA, tra gennaio e maggio 2005 sono stati avviati i giacimenti di petrolio, condensati e GPL North Sanha e Bomboco nel Blocco 0 ex Cabinda (Eni 9,8%) nell'*offshore* angolano. La produzione di GPL avviene mediante l'utilizzo di una *FPSO* (*Floating Production Storage Offloading*), la più grande al mondo nel suo genere. Su Sanha è stato realizzato un complesso per la reiniezione del gas in giacimento che consentirà di ridurre del 50% il gas del Blocco attualmente bruciato in atmosfera. Il picco produttivo di 100 mila barili/giorno di petrolio, condensati e GPL (11 mila in quota Eni) è atteso nel 2007.

Nel luglio 2005 sono stati avviati i giacimenti di petrolio Kissanje e Dikanza nell'ambito della fase B di sviluppo delle scoperte dell'area Kizomba nel Blocco 15 (Eni 20%) dell'*offshore* profondo angolano. Lo sfruttamento dei due giacimenti avviene mediante l'utilizzo di una *TLP* (*Tension Leg Platform*) installata su Kissanje e di un sistema sottomarino installato su Dikanza; la produzione è trasferita su una *FPSO* della capacità di trattamento di 250 mila barili/giorno e di stoccaggio di oltre 2 milioni di barili. Il picco produttivo di 43 mila barili/giorno in quota Eni è atteso nel 2007.

INDIA, nel luglio 2005 l'Eni si è aggiudicata in esito a una gara internazionale le licenze esplorative nei due Blocchi 8 e D-6, in entrambe con il ruolo di operatore. Il Blocco 8 (Eni 34%), situato nell'*onshore* del Rajasthan nel Nord Ovest del Paese, si estende per 1.335 chilometri quadrati. Il Blocco D-6 (Eni 40%), situato nell'*offshore* profondo dell'Oceano Indiano a circa 130 chilometri a Ovest delle Isole Andamane, si estende per 13.110 chilometri quadrati. L'iniziativa segna l'avvio dell'attività *upstream* dell'Eni nel Paese.

Nel settembre 2005 è stato firmato con la compagnia indiana Oil & Natural Gas Corporation un accordo di collaborazione per individuare nuove opportunità di *business* nell'esplorazione e produzione di idrocarburi. In particolare l'accordo prevede la condivisione di informazioni relative all'esplorazione di giacimenti nell'*offshore* profondo sia in India sia in altri Paesi e la possibilità di scambi di partecipazioni in progetti *upstream* e *midstream*.

IRAN, nel gennaio 2005 è stata completata, ad Assaluyeh sulla costa del Golfo Persico, la costruzione dell'impianto per il trattamento del gas delle fasi 4 e 5 del giacimento a gas e condensati di South Pars, operato dall'Eni con il 60% mediante contratto di *buy back*. Lo sviluppo è avvenuto mediante l'installazione di due piattaforme *offshore*, la perforazione dei pozzi di produzione e la posa di due gasdotti sottomarini, del diametro di 32 pollici e della lunghezza di 100 chilometri ciascuno, che collegano le piattaforme con la costa. L'impianto di trattamento produce già a regime circa 20 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale e oltre 90 mila barili/giorno di condensati. Nel breve termine sarà prodotto anche un milione di tonnellate/anno di GPL. Il contratto di *buy back* prevede che la produzione dei liquidi del giacimento sia destinata a rimborsare i costi sostenuti e a remunerare il capitale investito. Il picco produttivo in quota Eni di oltre 50 mila barili/giorno di liquidi (condensati, butano, propano) è atteso nel 2006.

KAZAKHSTAN, nell'ambito del PSA North Caspian Sea per lo sviluppo del giacimento Kashagan, il 31 marzo 2005 l'Eni e gli altri *partner* del consorzio, tranne uno, hanno acquistato, in proporzione alle rispettive quote di interesse e in forza dell'opzione esercitata nel maggio 2003, la partecipazione del 16,67% della British Gas uscita dall'iniziativa. I *partner* hanno contestualmente venduto il 50% della quota rilevata alla società petrolifera di Stato Kazmunaygaz, nuovo *partner* del PSA con l'8,335%. Pertanto l'Eni ha aumentato dal 16,67% al 18,52% la propria partecipazione nel progetto di cui

è operatore. Il corrispettivo dell'incremento della partecipazione è stato di 200 milioni di dollari. Al 30 giugno 2005 sono stati assegnati contratti per lo sviluppo del giacimento del valore di circa 7 miliardi di dollari.

Nell'ambito del progetto Karachaganak (Eni cooperatore con il 32,5%) il corretto funzionamento dei nuovi impianti di trattamento e di iniezione gas nel primo semestre ha consentito, tra l'altro, di inviare al Caspian Pipeline Consortium (Eni 2%) buona parte della produzione di olio, ritirata come CPC "Blend" al terminale di Novorossiysk sul Mare Nero. Il progetto di Karachaganak Fase 2M (*Maintenance*) continua secondo i programmi.

NIGERIA, nell'aprile 2005 è stata avviata la centrale di generazione di energia elettrica di Okpai (Independent Power Plant – Eni 20%) della potenza di 450 megawatt costituita da due turbine a gas e una a vapore. Il progetto ha riguardato anche la realizzazione di una linea aerea di trasmissione della capacità di 130 kilowattora e della lunghezza di 54 chilometri. L'alimentazione della centrale è assicurata dai vicini giacimenti di gas di Kwale, nel permesso OML 60 (Eni operatore con il 20%), che a regime forniranno 2 milioni di metri cubi/giorno. Il progetto è inserito nei programmi del Governo nigeriano e dell'Eni di eliminazione totale del gas bruciato in atmosfera (*Zero Gas Flaring*).

Nell'agosto 2005 è stato finalizzato l'ingresso dell'Eni come operatore nei due blocchi OML 120 e OML 121.

STATI UNITI, nel Blocco Green Canyon 562 (Eni operatore con il 18,17%), nell'*offshore* profondo del Golfo del Messico, è stata avviata la produzione del giacimento di petrolio K2 con un livello iniziale di 8 mila boe/giorno al 100%. Lo sviluppo del giacimento comprende la realizzazione di altri due pozzi che saranno collegati alla vicina piattaforma Marco Polo, operata da altro *partner*, attraverso un sistema di produzione sottomarino. Il picco produttivo di 6 mila boe/giorno in quota Eni è atteso nel 2007.

Sono stati acquistati 22 blocchi esplorativi nel Golfo del Messico in esito alla partecipazione alle *Lease Sale* 194 (marzo 2005) e 196 (agosto 2005).



Investimenti tecnici

Nel primo semestre gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (2.220 milioni di euro; 2.486 milioni nel primo semestre 2004) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (1.885 milioni di euro) realizzati prevalentemente all'estero (1.724 milioni di euro), in particolare Kazakhstan, Libia, Angola ed Egitto. In Italia gli investimenti di sviluppo (162 milioni di euro) hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione di pozzi di sviluppo e di completamento dei lavori per la realizzazione di impianti e infrastrutture in Val d'Agri, nonché interventi di *sidetrack* e di *infilling* nelle aree mature. Gli investimenti di ricerca esplorativa ammontano a 186 milioni di euro (di cui circa il 97% all'estero). All'estero l'attività esplorativa ha riguardato in particolare i seguenti Paesi: Norvegia, Indonesia, Brasile, Egitto e Nigeria; in Italia essenzialmente l'*onshore* siciliano e le aree dell'Italia Centrale. Inoltre è stata acquistata l'ulteriore quota dell'1,85% del progetto di sviluppo del giacimento Kashagan con un esborso di 200 milioni di dollari.

Rispetto al primo semestre 2004, gli investimenti tecnici sono diminuiti di 266 milioni di euro, pari al 10,7%, a seguito essenzialmente del completamento di importanti progetti (in particolare South Pars in Iran e la sezione *onshore* del Western Libyan Gas Project), nonché dell'effetto dell'apprezzamento del 4,7% dell'euro sul dollaro.

gas naturale

Approvvigionamenti di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

Esercizio 2004	Primo semestre			
	2004	2005	Var. ass.	Var. %
11,30 Italia	5,64	5,34	(0,30)	(5,3)
20,62 Russia	11,24	11,12	(0,12)	(1,1)
1,60 Russia per Blue Stream	0,87	1,05	0,18	20,7
18,86 Algeria	9,96	10,73	0,77	7,7
8,45 Paesi Bassi	4,60	4,37	(0,23)	(4,9)
5,74 Norvegia	3,12	3,07	(0,05)	(1,7)
3,57 Ungheria	2,09	2,11	0,02	1,0
0,55 Libia		1,87	1,87	..
1,76 Regno Unito	0,88	1,12	0,24	27,3
1,27 Algeria (GNL)	0,72	0,76	0,04	5,6
1,00 Altri (GNL)	0,42	0,48	0,06	..
0,68 Croazia	0,33	0,42	0,09	27,3
0,08 Altri acquisti via gasdotto	0,08	0,30	0,22	..
0,12 Altri acquisti Europa	0,02	0,03	0,01	..
1,20 Extra Europa	0,58	0,58	0,00	0,0
65,42 Estero	34,91	38,01	3,10	8,9
76,72 Totale approvvigionamenti	40,42	43,36	2,93	7,3
0,93 Prelievi da stoccaggio	1,63	0,16	(1,47)	(90,2)
(0,52) Perdite di rete e differenza di misura	(0,26)	(0,34)	(0,08)	30,8
77,13 Disponibilità per la vendita	41,92	43,17	1,25	3,0

Nel primo semestre 2005 i volumi di gas naturale approvvigionati sono stati di 43,36 miliardi di metri cubi con un aumento di 2,93 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2004, pari al 7,3%, in linea con la crescita delle vendite. I volumi di gas approvvigionati all'estero (38,01 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'88% del totale (83% nel primo semestre 2004).

Gli approvvigionamenti dall'estero (38,01 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 3,10 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2004, pari all'8,9%, a seguito dell'entrata a regime delle forniture di gas libico (1,87 miliardi di metri cubi) e dei maggiori acquisti dall'Algeria (0,77 miliardi di metri cubi). Le principali riduzioni hanno riguardato le forniture dai Paesi Bassi (-0,23 miliardi di metri cubi) e dalla Russia (-0,12 miliardi di metri cubi).

Gli approvvigionamenti in Italia (5,34 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 0,3 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2004, pari al 5,3%, a seguito della flessione della produzione del settore Exploration & Production.

Nel primo semestre i prelievi al netto delle immissioni dal deposito presso Stoccaggi Gas Italia SpA sono stati di 0,16 miliardi di metri cubi (1,63 miliardi di metri cubi nel primo semestre 2004).

Take-or-pay

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo termine, in particolare del mercato italiano, l'Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali la cui durata residua media è di circa 16 anni. I contratti in essere, che prevedono clausole *take-or-pay*, assicureranno dal 2008 circa 67,6 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale (Russia 28,5, Algeria 21,5, Paesi Bassi 9,8, Norvegia 6 e Nigeria - GNL 1,8). I prelievi minimi contrattuali (*take-or-pay*) rappresentano mediamente l'85% dei volumi indicati. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel medio e lungo termine lo sviluppo previsto della domanda e dell'offerta di gas in Italia e l'evoluzione della regolamentazione del settore costituiscono un elemento di rischio nella gestione dei contratti di *take-or-pay*.

Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

Esercizio 2004		Primo semestre			
		2004	2005	Var. ass.	Var. %
50,39	Italia	27,90	27,46	(0,44)	(1,6)
14,18	Grossisti	9,23	7,09	(2,14)	(23,2)
0,54	Gas release		1,07		
35,67	Clienti finali	18,67	19,30	0,63	3,4
12,39	Industriali	6,46	6,23	(0,23)	(3,6)
15,92	Termoelettrici	7,61	8,4	0,79	10,4
7,36	Residenziali	4,6	4,67	0,07	1,5
21,87	Resto d'Europa	11,76	12,56	0,80	6,8
1,17	Extra Europa	0,58	0,56	(0,02)	(3,4)
73,43	Totale vendite a terzi	40,24	40,58	0,34	0,8
3,70	Autoconsumi Eni	1,68	2,59	0,91	54,2
77,13	Totale vendite a terzi e autoconsumi Eni	41,92	43,17	1,25	3,0
7,32	Vendite di gas naturale delle società collegate e di altre imprese rilevanti (quota Eni)	3,65	4,54	0,89	24,4
6,60	Europa	3,33	4,18	0,85	25,5
0,72	Extra Europa	0,32	0,36	0,04	12,5
84,45	Totale vendite gas naturale	45,57	47,71	2,14	4,7

Nel primo semestre 2005 le vendite di gas naturale (47,71 miliardi di metri cubi, inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate e di imprese rilevanti)³ sono aumentate di 2,14 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2004, pari al 4,7%, a seguito essenzialmente dell'incremento delle vendite sui mercati del resto d'Europa (1,61 miliardi di metri cubi comprese le vendite tramite

(3) Allo stato le imprese rilevanti sono rappresentate solo dalla Nigeria LNG Ltd (Eni 10,4%).

società collegate, pari all'11%) e degli autoconsumi di gas per la produzione di energia elettrica nelle centrali EniPower (0,91 miliardi di metri cubi, pari al 54,2%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione registrata in Italia (0,44 miliardi di metri cubi, pari all'1,6%).

In un contesto di mercato sempre più competitivo, le vendite di gas naturale in Italia (27,46 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,44 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2004, pari all'1,6%, per effetto essenzialmente delle riduzioni registrate nei settori grossisti (2,14 miliardi di metri cubi) e industriali (0,23 miliardi di metri cubi), anche in relazione alla circostanza che parte delle forniture (1,07 miliardi di metri cubi) ad alcuni operatori di questi settori – in particolare ai grossisti – è stata effettuata in attuazione dei provvedimenti dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (cosiddetta *gas release*)⁴. Queste riduzioni sono state parzialmente compensate dall'aumento delle vendite al settore termoelettrico (0,79 miliardi di metri cubi, pari al 10,4%).

Le vendite nel resto d'Europa (12,56 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,80 miliardi di metri cubi, pari al 6,8%, per effetto degli incrementi registrati: (i) nelle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a importatori in Italia (0,4 miliardi di metri cubi), anche in relazione all'entrata a regime delle forniture di gas prodotto dai giacimenti libici; (ii) in Germania (0,24 miliardi di metri cubi), in relazione alla crescita delle forniture alla collegata GVS (Eni 50%) e all'avvio delle forniture a Wingas; (iii) nelle forniture al mercato turco (0,18 miliardi di metri cubi) attraverso il gasdotto Blue Stream; (iv) in Francia (0,15 miliardi di metri cubi), in relazione all'avvio dell'attività di commercializzazione.

Gli autoconsumi⁵ (2,59 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,91 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2004, pari al 54,2%, per effetto essenzialmente dei maggiori consumi dell'EniPower in relazione all'entrata in esercizio di nuova capacità produttiva.

Le vendite di gas naturale delle società collegate e di imprese rilevanti (in quota Eni e al netto delle forniture Eni) sono state di 4,54 miliardi di metri cubi con un aumento di 0,89 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2004 (+24,4%), riferito in particolare alla Unión Fenosa Gas, e hanno riguardato: (i) la GVS con 1,90 miliardi di metri cubi; (ii) la Unión Fenosa Gas (Eni 50%) con 0,80 miliardi di metri cubi; (iii) i volumi (0,74 miliardi di metri cubi) trattati presso l'impianto di liquefazione della Nigeria LNG Ltd (Eni 10,4%) e da questa commercializzati sui mercati europeo e statunitense; (iv) la Galp Energia (Eni 33,34%) con 0,71 miliardi di metri cubi.



Trasporto di gas naturale

Nel primo semestre 2005 i volumi di gas immessi nella rete nazionale gasdotti (28,46 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,71 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2004, pari al 2,6%, a seguito dell'incremento dei consumi registrato nei

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

(5) Ai sensi dell'art. 19 comma 4 del D.Lgs. 164/2000, le quantità di gas autoconsumato direttamente dall'impresa o da società controllate sono escluse dal calcolo dei tetti sulle vendite ai clienti finali e sulle immissioni nella rete nazionale di gasdotti ai fini della vendita in Italia.

settori termoelettrico, dovuto all'entrata in esercizio di nuove centrali a ciclo combinato, e industriale.

I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi (16,33 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 2,24 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2004, pari al 15,9%.

Volumi di gas naturale trasportati ⁽¹⁾ (miliardi di metri cubi)

Esercizio 2004		Primo semestre			
		2004	2005	Var. ass.	Var. %
52,15	Per conto dell'Eni	27,75	28,46	0,71	2,6
28,26	Per conto terzi	14,09	16,33	2,24	15,9
9,25	Enel	4,84	5,43	0,59	12,2
8,00	Edison Gas	3,96	4,18	0,22	5,6
11,01	Altri	5,29	6,72	1,43	27,0
80,41		41,84	44,79	2,95	7,1

(1) I volumi comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.



Iniziative di sviluppo

GNL Stati Uniti

Nell'ambito della strategia di espansione nel *business* del GNL, il 1° agosto 2005 è stato firmato con la società statunitense Cameron LNG Llc (gruppo Sempra Energy) il contratto per l'acquisto di una quota della capacità di rigassificazione del terminale di Cameron, in Louisiana, i cui lavori di realizzazione sono previsti iniziare entro la fine del 2005 e terminare nel 2008. La capacità acquistata è di 6 miliardi di metri cubi/anno, per il periodo di venti anni, corrispondente a circa il 40% della capacità iniziale del terminale pari a 15,5 miliardi di metri cubi/anno. L'operazione consentirà la commercializzazione negli Stati Uniti delle riserve di gas naturale dell'Eni localizzate in Nord Africa e Nigeria.

GNL Egitto

Nel gennaio 2005 è stato effettuato il primo carico di GNL prodotto presso l'impianto di liquefazione di Damietta (Eni 40% attraverso la partecipazione del 50% in Unión Fenosa Gas) che, a regime, produrrà circa 7 miliardi di metri cubi/anno destinati prevalentemente al mercato spagnolo. I *partner* del progetto (Unión Fenosa Gas e le società egiziane EGPC ed EGAS) hanno allo studio un piano di espansione per il raddoppio della capacità dell'impianto attraverso la realizzazione di un secondo treno di liquefazione. L'Eni fornirà al primo treno circa 3 miliardi di metri cubi/anno per il periodo di venti anni; ulteriori volumi saranno forniti al secondo treno sulla base del protocollo d'intesa firmato con il Governo egiziano nel marzo 2005.

Germania

Nel gennaio 2005 è stato definito il contratto della durata di quattordici anni, con avvio nel 2006, per la fornitura di 1,2 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale all'operatore tedesco Wingas. Il gas sarà consegnato a Eynatten al confine tedesco-belga.

Vendita del business idrico

Nel marzo 2005, a seguito dell'autorizzazione da parte dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, è stata data esecuzione al contratto di vendita da parte di Italgas del pacchetto di maggioranza della Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili (67,05%) alle società Amga SpA di Genova e Smat SpA di Torino per il corrispettivo di 85,1 milioni di euro (euro 15,57 per azione). Il contratto era stato stipulato il 13 dicembre 2004.

Nel maggio 2005, a seguito dell'autorizzazione da parte dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, è stata data esecuzione al contratto di vendita da parte di Italgas della partecipazione del 100% nell'Acquedotto Vesuviano SpA alla Gori SpA per il corrispettivo di 20 milioni di euro. Il contratto era stato stipulato il 10 marzo 2005.

Le cessioni si inquadrano nella strategia di concentrazione delle risorse nel *core business* del gas naturale.

Accordo Eni Gazprom/Gazexport

Il 10 maggio 2005 l'Eni e le società russe Gazprom e Gazexport (quest'ultima controllata al 100% da Gazprom), a conclusione di un negoziato avviato nel 2004, hanno siglato per identificazione il testo di un accordo la cui sottoscrizione è avvenuta il successivo 16 giugno. L'accordo prevede in particolare: (i) l'estensione al 2027, alle attuali condizioni contrattuali, di alcuni contratti di approvvigionamento gas scadenti nel 2017, per un volume complessivo di 20,5 miliardi di metri cubi/anno; (ii) la riduzione per il triennio 2009-2011 delle penali di *take-or-pay* nei limiti dei volumi incrementali delle vendite sul mercato italiano effettuate da Gazexport in relazione al potenziamento della capacità del gasdotto TAG a partire dal 2008; (iii) la riduzione di 2 miliardi di metri cubi/anno dei volumi contrattuali oggetto di un contratto di approvvigionamento e la cessione a Gazexport della correlata capacità di trasporto attualmente impegnata dall'Eni sul gasdotto TAG (vedi di seguito il paragrafo "Regolamentazione"); (iv) la facoltà della Gazexport di acquistare dall'Eni, direttamente o tramite società controllata, fino a un massimo del 25% del capitale della Promgas SpA (società partecipata pariteticamente da Eni e Gazexport), fermo restando il controllo congiunto della società da parte di Eni e Gazexport, per un corrispettivo determinato in base al *fair market value*.

L'accordo prevede altresì la stipula dei contratti esecutivi per dare operatività all'accordo stesso. L'esecutività dell'accordo e dei relativi contratti è subordinata al nulla osta dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato alla cessione della capacità di trasporto di cui alla lettera (iii) (vedi di seguito il paragrafo "Regolamentazione").



Regolamentazione

Interventi dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

TTPC

Il 1° febbraio 2005 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha notificato all'Eni l'avvio del procedimento istruttorio, ai sensi dell'articolo 14 della legge 287/1990, per accertare l'eventuale sussistenza di un abuso di posizione dominante. I fatti che hanno portato all'avvio dell'istruttoria si riferiscono ai comportamenti della Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (TTPC), interamente posseduta dall'Eni, che

ha considerato risolti di diritto i contratti di trasporto *ship-or-pay* stipulati il 31 marzo 2003 con quattro *shipper* aggiudicatari di nuova capacità sul gasdotto TTPC per il mancato avverarsi delle condizioni sospensive, ritenendo perciò di non dover procedere al prospettato potenziamento del gasdotto medesimo entro il 2007.

Nell'ambito di tale procedimento, il 28 luglio 2005 l'Eni ha sottoposto al vaglio dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato una serie di misure volte a favorire l'apertura del mercato nazionale del gas, la cui attuazione è subordinata al riconoscimento della loro valenza pro-concorrenziale da parte dell'Autorità. Le misure proposte riguardano:

- (i) il potenziamento del gasdotto TTPC per l'importazione in Italia del gas naturale algerino. Il piano definito d'intesa con la società di Stato algerina Sonatrach prevede l'incremento della capacità di transito⁶ del gasdotto di 3,2 miliardi di metri cubi/anno a partire dal 2008 e di ulteriori 3,3 miliardi di metri cubi/anno a partire dal 2012. L'investimento previsto per il primo potenziamento ammonta a 330 milioni di euro e sarà interamente finanziato dall'Eni. La nuova capacità di 3,2 miliardi di metri cubi/anno è stata conferita a terzi importatori in Italia con procedura di vendita non discriminatoria. L'efficacia dei relativi contratti di trasporto è subordinata all'avverarsi di determinate condizioni sospensive entro il termine del 30 ottobre 2005. Il gasdotto TTPC sviluppa complessivamente 742 chilometri (due linee del diametro di 48 pollici, lunghe ciascuna 371 chilometri) attraversando il territorio tunisino dalla località Oued Saf Saf, punto di consegna del gas algerino al confine con la Tunisia, fino alla località Cap Bon sulla costa tunisina dove si connette con il gasdotto della Trans Mediterranean Pipeline Co (TMPC). È dotato di tre stazioni di compressione e di una capacità di transito di 27 miliardi di metri cubi/anno. Parte integrante dell'accordo è la ristrutturazione societaria e contrattuale della TMPC, società paritetica tra Eni e Sonatrach, proprietaria del gasdotto sottomarino omonimo che realizza l'attraversamento sottomarino del Canale di Sicilia da Cap Bon fino a Mazara del Vallo, in Sicilia, punto di ingresso della rete nazionale di gasdotti. Il gasdotto sviluppa complessivamente 775 chilometri (cinque linee del diametro compreso tra 20 e 26 pollici, lunghe ciascuna 155 chilometri) con una capacità di transito di 28 miliardi di metri cubi/anno;
- (ii) il potenziamento del gasdotto Trans Austria Gasleitung (TAG) per l'importazione in Italia del gas naturale russo. Il piano definito nel giugno 2005 d'intesa con la società di Stato austriaca ÖMV prevede l'incremento della capacità di transito del gasdotto di 3,2 miliardi di metri cubi/anno a partire dal 2008. La nuova capacità sarà messa a disposizione di terzi importatori in Italia con procedura di vendita non discriminatoria che sarà avviata nel settembre 2005. L'investimento previsto ammonta a 130 milioni di euro (115 milioni in quota Eni). Il gasdotto TAG sviluppa complessivamente 1.018 chilometri (due linee lunghe ciascuna 380 chilometri, più una terza linea lunga 258 chilometri con diametro compreso tra 36 e 42 pollici) attraversando il territorio austriaco dalla località Baumgarten, punto di consegna del gas russo al confine austro-slovacco, fino a Tarvisio in Italia, punto di ingresso della rete nazionale di gasdotti. È dotato di tre stazioni di compressione e di una capacità di transito di circa 32,5 miliardi di metri cubi/anno;
- (iii) la riduzione di 2 miliardi di metri cubi/anno dei volumi contrattuali oggetto di uno dei 4 contratti di approvvigionamento di gas russo con Gazexport, per il residuo periodo contrattuale 2006-2027 e, la contestuale cessione a Gazexport della correlata capacità di trasporto contrattualmente impegnata dall'Eni in

(6) La capacità di transito è la massima portata giornaliera entrante nei punti di immissione del gasdotto e trasportata fino alla struttura di trasporto immediatamente a valle.

quanto utilizzatore (*shipper*), sul gasdotto TAG, che si renderebbe disponibile a fronte della predetta riduzione dei volumi contrattuali da parte di Gazexport. Ciò consentirà a Gazexport di commercializzare direttamente il gas senza l'intermediazione dell'Eni.

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

Con delibera n. 107/2005 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avviato un'istruttoria per l'irrogazione di una sanzione amministrativa nei confronti di Eni SpA e di altri operatori del settore importatori di gas naturale, ai sensi della legge 481/1995 (legge istitutiva dell'Autorità), per inottemperanza alla deliberazione 27 ottobre 2004 n. 188 che richiedeva la trasmissione all'Autorità di informazioni, tra le quali in particolare: (i) date e controparte di ciascun contratto di importazione; (ii) prezzi base di acquisto *FOB*; (iii) le formule di aggiornamento dei prezzi di acquisto; (iv) relativamente al periodo ottobre 2002-settembre 2004, per ogni contratto di importazione i prezzi medi di acquisto *FOB* e i volumi acquistati su base mensile.

Contro la delibera 188/2004 l'Eni ha proposto ricorso avanti al Tar per la regione Lombardia che, con sentenza del 22 marzo 2005, ha annullato la delibera 188/2004 nella parte in cui chiedeva di comunicare data di attivazione e fornitore di ciascun contratto, nonché il prezzo base di acquisto *FOB*. Con lettera del 14 maggio 2005, l'Eni ha quindi trasmesso all'Autorità le informazioni chieste ai sensi della delibera 188/2004 per quanto non annullata dal giudice amministrativo con la predetta sentenza. In particolare, l'Eni non ha fornito i prezzi *FOB* e i volumi di acquisto su base mensile, al fine di non consentire il calcolo, per induzione, del prezzo base di acquisto *FOB* che, in base alla decisione del TAR, l'Eni non è tenuta a fornire. Con la delibera 107/2005 in oggetto l'Autorità ha ritenuto le informazioni trasmesse dall'Eni, con la citata lettera del 14 maggio 2005, non sufficienti a ottemperare alla delibera 188/2004. Il termine del procedimento istruttorio era fissato intorno al 30 luglio 2005.

La legge 481/1995 prevede che in caso di inosservanza dei propri provvedimenti, l'Autorità possa irrogare sanzioni pecuniarie comprese tra un minimo di 25 mila e un massimo di 150 milioni di euro.

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

Al fine di attenuare gli impulsi inflazionistici connessi alla crescita delle quotazioni internazionali del petrolio nella seconda metà del 2004, l'Autorità con la delibera del 29 dicembre 2004 n. 248 ha modificato la disciplina di aggiornamento della componente materia prima prevista dalla delibera dell'Autorità n. 195/2002 delle tariffe praticate ai clienti finali che alla data del 31 dicembre 2002 erano qualificati, ai sensi del D.Lgs. 164/2000, come clienti non idonei. Le modifiche introdotte sono le seguenti: (i) fissazione del limite massimo del 75% alle variazioni della componente materia prima qualora le quotazioni del Brent ricadano al di fuori dell'intervallo 20-35 dollari/barile; (ii) modifica del peso relativo dei tre prodotti che compongono l'indice di riferimento dei prezzi dell'energia le cui variazioni – qualora superiori o inferiori del 5% rispetto allo stesso indice del periodo precedente – determinano l'adeguamento del costo della materia prima; (iii) ingresso nell'indice di riferimento del greggio Brent in sostituzione di uno dei tre prodotti che compongono l'indice (un *pool* di greggi); (iv) la riduzione del valore del corrispettivo variabile di commercializzazione all'ingrosso dei venditori nella misura di 0,25 centesimi di euro/metro cubo al fine di incentivare nei contratti di importazione del gas la negoziazione di prezzi coerenti con il prezzo medio europeo a partire dal 1° ottobre 2005.

Inoltre, la delibera 248/2004 impone ai venditori che forniscono gas a grossisti in virtù di contratti che non prevedono clausole di aggiornamento o revisione dei prezzi in caso di modifiche nella disciplina di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura, l'obbligo di offrire a tali soggetti nuove condizioni economiche di fornitura coerenti con le modalità di aggiornamento introdotte con la delibera in oggetto.

L'Eni ha presentato ricorso avverso la delibera 248/2004 con richiesta di sospensiva di efficacia della stessa. Tale richiesta è stata accolta dal TAR per la Lombardia il 25 gennaio 2005 e successivamente confermata dal Consiglio di Stato che il 22 marzo 2005 ha respinto l'appello dell'Autorità che richiedeva l'annullamento della sospensiva. Con sentenza n. 3478 del 28 giugno 2005 il TAR per la Lombardia ha annullato la delibera 248/2004. Avverso tale decisione, l'Autorità ha deliberato di proporre ricorso al Consiglio di Stato (delibera 5 settembre 2005, n. 184) e il 7 settembre 2005 ha inviato una segnalazione al Parlamento e al Governo affinché aderiscano *ad adiuvandum* all'appello dell'Autorità e promuovano un'interpretazione autentica della legge 239/2004 (di "Riordino del settore energetico") che chiarisca la nozione di servizio pubblico.

Delibera n. 166/2005 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Con delibera 29 luglio 2005, n. 166 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha approvato i criteri per la definizione delle tariffe di trasporto del gas naturale sulla rete nazionale e regionale dei gasdotti per il secondo periodo regolatorio di quattro anni termici (1° ottobre 2005-30 settembre 2009). Il nuovo impianto tariffario conferma l'articolazione della tariffa di trasporto nelle due componenti *capacity* e *commodity* nel rapporto 70/30 e il modello tariffario *entry-exit* per la determinazione del corrispettivo *capacity* sulla rete nazionale di gasdotti già presenti nel precedente regime tariffario stabilito dalla delibera 120/2001.

Le principali novità del nuovo regime tariffario sono:

- la riduzione del tasso di remunerazione del capitale investito dal 7,94% al 6,7% pre-tasse;
- il riconoscimento di un trattamento incentivante ai nuovi investimenti. Nel precedente regime tariffario la remunerazione riconosciuta agli investimenti di estensione e di incremento della capacità era pari al 7,47% applicato per un solo anno al fine del calcolo della componente *capacity* della tariffa di trasporto e nella misura del 4,98% applicato per sei anni al fine del calcolo della componente *commodity*. Il nuovo regime tariffario prevede che i nuovi investimenti siano remunerati a un tasso di remunerazione del capitale che, rispetto a quello riconosciuto al capitale esistente, risulta incrementato di una componente aggiuntiva, differenziata in funzione della tipologia dell'investimento. Tale remunerazione aggiuntiva varia da un minimo dell'1% per gli investimenti destinati alla sicurezza che non comportano incrementi di capacità, applicato per 5 anni, a un massimo del 3% per gli investimenti che aumentano la capacità in corrispondenza dei punti d'ingresso al sistema nazionale di trasporto, applicato per 15 anni. La remunerazione aggiuntiva sui nuovi investimenti contribuisce alla determinazione del vincolo sui ricavi al fine del calcolo della componente *capacity* della tariffa di trasporto e pertanto non è influenzata dalla variazione dei volumi trasportati;
- l'aggiornamento tramite *price cap* della parte del vincolo sui ricavi riconducibile ai costi operativi e quote di ammortamento (in precedenza era applicato al totale del vincolo) e ricalcolo annuale della parte riconducibile ai costi di capitale. È stato confermato al 2% il tasso annuale prefissato di recupero della produttività

che riduce l'effetto della variazione dell'indice Istat dei prezzi al consumo nell'aggiornamento del vincolo dell'anno precedente;

- la riduzione dal 4,5% al 3,5% del tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività al fine dell'aggiornamento della componente *commodity* della tariffa;
- l'eliminazione dalla tariffa del corrispettivo fisso di abbonamento, sostituito da un corrispettivo per la misura, determinato in modo tale da incentivare l'attività di misura e rilevazione dati;
- sono state confermate le disposizioni delle delibere 5/2005 e 6/2005 che prevedono una riduzione tariffaria in caso di avviamenti (realizzazione/potenziamento di impianti a ciclo combinato per la produzione di energia elettrica) e di prelievi nel periodo fuori punta (dal 1° maggio al 31 ottobre).

Le imprese esercenti l'attività di trasporto di gas naturale sottopongono all'approvazione dell'Autorità le proposte tariffarie formulate nel rispetto dei criteri definiti dalla delibera entro il 31 marzo di ogni anno.

Modifica delibera 237/2000 e nuovi criteri tariffari

La delibera 25 giugno 2004 n. 104 ha modificato la delibera 237/2000 prorogando al 30 settembre 2004 il termine di durata del primo periodo di regolazione dell'attività di distribuzione del gas e di validità delle opzioni tariffarie base approvate dall'Autorità per l'anno termico 2004.

Con la delibera 29 settembre 2004 n. 170, l'Autorità ha definito le tariffe di distribuzione del gas per il periodo regolatorio 1° ottobre 2004-30 settembre 2008, fissando al 7,5% il tasso di remunerazione del capitale investito delle imprese di distribuzione, contro l'8,8% del precedente periodo di regolazione. Il tasso di recupero della produttività – una delle componenti del meccanismo annuale di aggiornamento delle tariffe – è pari al 5% dei costi di gestione e di ammortamento (in luogo del 3% applicato ai costi complessivi dell'attività nel precedente sistema tariffario).

I Comuni possono chiedere un contributo nel limite dell'1% dei ricavi delle imprese di distribuzione destinato alla copertura dei costi di fornitura sostenuti da particolari categorie di clienti.

Su ricorso di alcune società di distribuzione, il 16 febbraio 2005 il Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia (TAR) ha annullato la delibera n. 170/2004 nella parte in cui definisce criteri che: (i) non prevedono che il vincolo sui ricavi di distribuzione per il secondo periodo di regolazione sia calcolato tenendo conto degli investimenti che sono stati, e che saranno, effettuati dalle imprese successivamente a quelli considerati per l'approvazione del vincolo relativo all'anno termico 2003-2004; (ii) prevedono, ai fini dell'aggiornamento del vincolo sui ricavi, una percentuale di recupero di produttività costante per l'intera durata del periodo regolatorio. L'Autorità ha fatto ricorso con urgenza al Consiglio di Stato che, l'8 marzo 2005, ha sospeso il provvedimento del TAR in attesa del giudizio di merito.

In ottemperanza della predetta sentenza del TAR del febbraio 2005, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas: (i) con la delibera 21 giugno 2005 n. 122 ha integrato e modificato la delibera n. 170/2004 definendo nuove modalità di determinazione delle tariffe di distribuzione che tengono conto degli investimenti effettuati dalle imprese di distribuzione; (ii) con la delibera 3 agosto 2005 n. 171/2005 ha definito le modalità applicative del regime individuale di cui alle delibere n. 170/2004 e n. 173/2004.

Con delibera n. 88/2005 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avviato un'istruttoria nei confronti di Italgas Più SpA (ora incorporata in Eni SpA), ai fini dell'eventuale irrogazione di una sanzione amministrativa per asserita: (i) inosservanza della deliberazione dell'Autorità n. 229/2001 che disciplina le condizioni minime in materia di periodicità di fatturazione dei consumi che l'Eni, quale esercente attività di vendita ai clienti finali, è tenuto a proporre ai propri clienti; (ii) informativa non veritiera in merito al numero di prestazioni richieste alla società Italgas SpA dai clienti di Italgas Più (allacci, etc.), nel periodo compreso tra il 26 agosto e il 5 settembre 2004.

Il 12 agosto 2005 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha notificato le seguenti risultanze istruttorie: (i) violazione dell'art. 5 della delibera 229/2001, in relazione al ritardo con il quale Italgas Più SpA ha emesso le fatture nel periodo oggetto di indagine (26 agosto-5 settembre 2004). L'Autorità ritiene ingiustificabili tali ritardi alla luce della migrazione informatica dei dati in corso in quel periodo e considera insufficienti gli strumenti adottati dalla stessa società per informare la clientela dei conseguenti disservizi. L'Autorità riconosce tuttavia il tentativo di Italgas Più SpA di attenuare gli effetti pregiudizievoli per i clienti di tali disservizi attraverso la dilazione dei termini di pagamento delle fatture, ma tale tentativo potrà assumere rilievo solo in sede di quantificazione della sanzione. Infine, l'Autorità ribadisce che non è stato correttamente assolto l'obbligo di informare il cliente del diritto di rateizzazione previsto dall'art. 10.2 della stessa delibera 229/2001; (ii) addebito di informativa non veritiera, con l'aggravante che tale circostanza avrebbe determinato "pregiudizio all'efficienza dell'azione amministrativa".

È prevista per fine settembre la decisione finale dell'Autorità.

Con delibera n. 82/2005 l'Autorità ha avviato un'analoga procedura avverso l'Italgas SpA per asserita informativa non veritiera in merito al numero di prestazioni richieste dalla società Italgas Più SpA.

generazione elettrica

Nel primo semestre 2005 la produzione venduta di energia elettrica è stata di 10,55 terawattora, con un aumento di 4,47 terawattora rispetto al primo semestre 2004, pari al 73,5%, a seguito della piena marcia commerciale delle centrali di Ravenna (+1,74 terawattora) e di Ferrera Erbognone (+0,99 terawattora), nonché dell'entrata in esercizio del primo gruppo di potenza della centrale di Mantova (+1,32 terawattora).

Sono state commercializzate ai clienti idonei 2,22 terawattora di energia elettrica di acquisto con un aumento di 0,66 terawattora, pari al 42,3%. Le vendite di vapore sono state di 5.376 mila tonnellate con un aumento di 445 mila tonnellate, pari al 9%, per effetto della maggiore produzione delle centrali di Ravenna, Mantova e Ferrera Erbognone.

Esercizio 2004		Primo semestre			
		2004	2005	Var. ass.	Var. %
13,85	Produzione venduta di energia elettrica (terawattora)	6,08	10,55	4,47	73,5
3,10	Trading di energia elettrica (terawattora)	1,56	2,22	0,66	42,3
10.040	Vapore (migliaia di tonnellate)	4.931	5.376	445	9,0

Investimenti tecnici

Nel primo semestre 2005 gli investimenti tecnici del settore Gas & Power (521 milioni di euro; 771 milioni nel primo semestre 2004) hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (304 milioni di euro); (ii) il proseguimento del programma di costruzione delle centrali a ciclo combinato per la generazione di energia elettrica (124 milioni di euro), in particolare presso i siti di Brindisi e Mantova; (iii) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione del gas naturale in Italia (59 milioni di euro). Rispetto al primo semestre 2004, gli investimenti tecnici sono diminuiti di 250 milioni di euro, pari al 32,4%, a seguito essenzialmente del completamento del gasdotto Greenstream per l'importazione in Italia del gas prodotto dai giacimenti libici.

refining & marketing

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel primo semestre 2005 sono stati acquistati 31,89 milioni di tonnellate di petrolio (32,51 milioni nel primo semestre 2004), di cui 18,30 milioni dal settore Exploration & Production, 7,07 milioni dai paesi produttori con contratti a termine e 6,52 milioni sul mercato *spot*. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 25,4% dall'Africa Occidentale, 17,9% dall'Africa Settentrionale, 17,4% dai Paesi della CSI, 15,4% dal Medio Oriente, 13,9% dal Mare del Nord, 7,4% dall'Italia e 2,6% da altre aree. Sono stati commercializzati 15,37 milioni di tonnellate di petrolio con una diminuzione di 0,46 milioni di tonnellate rispetto al primo semestre 2004, pari al 2,9%. Sono stati acquistati 1,54 milioni di tonnellate di semilavorati (1,58 milioni nel primo semestre 2004) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 8,25 milioni di tonnellate di prodotti (10,58 milioni nel primo semestre 2004) destinati alla vendita sul mercato italiano (2,59 milioni di tonnellate), a completamento delle disponibilità di produzione, e sui mercati esteri (5,66 milioni di tonnellate).

Raffinazione

Nel primo semestre 2005 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero sono state di 18,20 milioni di tonnellate, in linea con il primo semestre 2004; in particolare sono state lavorate maggiori quantità sulle raffinerie di Taranto e di Livorno, nonché sulle raffinerie di terzi. Questi incrementi sono stati assorbiti dall'impatto della fermata per manutenzione della raffineria di Porto

Disponibilità di prodotti petroliferi

(milioni di tonnellate)

Esercizio 2004		Primo semestre			
		2004	2005	Var. ass.	Var. %
	Italia				
26,75	Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	12,70	12,71	0,01	0,1
(1,50)	Lavorazioni in conto terzi	(0,81)	(0,78)	0,03	(3,7)
8,10	Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	4,19	4,12	(0,07)	(1,7)
(1,64)	Consumi e perdite	(0,91)	(0,83)	0,08	(8,8)
31,71	Prodotti disponibili da lavorazioni	15,17	15,22	0,05	0,3
5,07	Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	2,61	2,58	(0,03)	(1,1)
(5,03)	Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(2,38)	(2,55)	(0,17)	7,1
(1,06)	Consumi per produzione di energia elettrica	(0,51)	(0,54)	(0,03)	5,9
30,69	Prodotti venduti	14,89	14,71	(0,18)	(1,2)
	Esteri				
4,04	Prodotti disponibili da lavorazioni	1,97	2,00	0,03	1,5
13,78	Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	7,83	5,55	(2,28)	(29,1)
5,03	Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	2,38	2,55	0,17	7,1
22,85	Prodotti venduti	12,18	10,10	(2,08)	(17,1)
53,54	Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	27,07	24,81	(2,26)	(8,3)

Marghera e dalle minori lavorazioni sulla raffineria di Gela per i danni alle infrastrutture di attracco causati dalla forte mareggiata di fine dicembre 2004.

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 12,71 milioni di tonnellate, in linea con il primo semestre 2004; la capacità bilanciata è stata pienamente utilizzata.



Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel primo semestre 2005 le vendite di prodotti petroliferi (24,81 milioni di tonnellate) sono diminuite di 2,26 milioni di tonnellate rispetto al primo semestre 2004, pari all'8,3%, per effetto essenzialmente della dismissione nell'agosto 2004 delle attività in Brasile (1,51 milioni di tonnellate), delle minori vendite a compagnie petrolifere e a *trader* all'estero (0,74 milioni di tonnellate) e della riduzione registrata sui mercati rete ed extrarete in Italia (0,18 milioni di tonnellate).

Vendite rete Italia

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia (5,22 milioni di tonnellate) sono diminuite di 110 mila tonnellate rispetto al primo semestre 2004, pari al 2,1%, a seguito essenzialmente della riduzione dei consumi nazionali di benzina e di GPL (-2,3%). Nel primo semestre la quota di mercato è aumentata leggermente rispetto al primo semestre 2004, passando dal 35,9% al 36%; l'aumento della quota di mercato della rete a marchio Agip (dal 29% al 29,4%) è stato parzialmente assorbito dalla flessione registrata dalla rete a marchio IP.

Al 30 giugno 2005 la rete di distribuzione in Italia era costituita da 7.229 stazioni di servizio (di cui 4.341 a marchio Agip e 2.888 a marchio IP) con una riduzione di 15 unità rispetto al 31 dicembre 2004 (7.244 unità) per effetto delle chiusure (31 unità), parzialmente compensate dal saldo positivo di 10 unità derivante dalla stipula/risoluzione di contratti di convenzionamento e dall'apertura di 6 nuove stazioni di servizio.

Vendita della Italiana Petroli

A seguito dell'autorizzazione del 25 agosto 2005 da parte dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, il 6 settembre 2005 l'Eni ha ceduto il 100% delle azioni rappresentative del capitale sociale della Italiana Petroli SpA (IP) all'Api - Anonima Petroli Italiana SpA - per il corrispettivo di 190 milioni di euro, soggetto a un conguaglio corrispondente alla variazione del patrimonio netto della IP tra il 31 dicembre 2004 e il 31 agosto 2005. Nell'ambito dell'accordo con l'Api, sono stati stipulati: (i) un contratto quinquennale di fornitura carburanti che prevede l'impegno della IP ad acquistare dall'Eni quantitativi prestabiliti per ciascun anno contrattuale; (ii) un contratto della durata di 18 mesi di fornitura di lubrificanti e di servizi di trasporto carburanti dai depositi alle stazioni di servizio.

Vendite rete resto d'Europa

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete nel resto d'Europa (1,77 milioni di tonnellate) sono aumentate di 110 mila tonnellate rispetto al primo semestre 2004, pari al 6,6%, in particolare in Germania, Repubblica Ceca e Spagna. Al 30 giugno 2005 la rete di distribuzione nel resto d'Europa era costituita da 1.910 stazioni

di servizio con un aumento di 14 unità rispetto al 31 dicembre 2004 dovuto in particolare agli acquisti di stazioni di servizio in Germania e Francia.

Vendite sul mercato extrarete

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato extrarete in Italia (5,07 milioni di tonnellate) sono diminuite di 70 mila tonnellate rispetto al primo semestre 2004, pari all'1,4%, a seguito essenzialmente delle minori vendite di olio combustibile al settore termoelettrico per effetto del processo di progressiva sostituzione con il gas naturale nell'alimentazione delle centrali.

Le vendite sul mercato extrarete all'estero (2,16 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,88 milioni di tonnellate, pari al 28,9%, essenzialmente per la dismissione delle attività in Brasile.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero (milioni di tonnellate)

Esercizio 2004	Primo semestre			
	2004	2005	Var. ass.	Var. %
10,93 Rete	5,33	5,22	(0,11)	(2,1)
10,70 Extrarete	5,14	5,07	(0,07)	(1,4)
21,63	10,47	10,29	(0,18)	(1,7)
3,05 Petrolchimica	1,51	1,50	(0,01)	(0,7)
6,01 Altre vendite ⁽¹⁾	2,91	2,92	0,01	0,3
30,69 Vendite in Italia	14,89	14,71	(0,18)	(1,2)
3,47 Rete resto d'Europa	1,66	1,77	0,11	6,6
0,57 Rete Brasile	0,57	0,00	(0,57)	..
5,30 Extrarete	3,04	2,16	(0,88)	(28,9)
9,34	5,27	3,93	(1,34)	(25,4)
13,51 Altre vendite ⁽¹⁾	6,91	6,17	(0,74)	(10,7)
22,85 Vendite all'estero	12,18	10,10	(2,08)	(17,1)
53,54	27,07	24,81	(2,26)	(8,3)

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

Investimenti tecnici

Nel primo semestre 2005 gli investimenti del settore Refining & Marketing (216 milioni di euro; 277 milioni nel primo semestre 2004) hanno riguardato: (i) l'attività di raffinazione e logistica (116 milioni di euro), in particolare la realizzazione dell'impianto di gassificazione del tar (residuo pesante di lavorazione) presso la raffineria di Sannazzaro, nonché il miglioramento dell'efficienza e della flessibilità degli impianti; (ii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (45 milioni di euro); (iii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi e l'acquisto di stazioni di servizio nel resto d'Europa (22 milioni di euro). Rispetto al primo semestre 2004, gli investimenti tecnici sono diminuiti di 61 milioni di euro, pari al 22%, a seguito essenzialmente del completamento degli interventi sulle raffinerie finalizzati all'adeguamento delle caratteristiche dei carburanti per autotrazione alle nuove specifiche comunitarie in vigore dal 1° gennaio 2005.

Vendite - produzioni - prezzi

Nel primo semestre 2005 le vendite di prodotti petrolchimici (2.673 mila tonnellate) sono aumentate di 54 mila tonnellate rispetto al primo semestre 2004, pari al 2,1%, per effetto essenzialmente delle maggiori vendite registrate nei *business* intermedi (+26%), aromatici (+9%) e olefine (+4,5%) in relazione al buon andamento della domanda e alla circostanza che nel primo semestre del 2004 le vendite di intermedi, in particolare di fenolo e acetone, registrarono una flessione dovuta a un incidente occorso alla banchina di Porto Torres. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalle diminuzioni registrate nei *business*: (i) polietileni (-9%), in relazione alla minore disponibilità di LLDPE per la fermata dell'impianto di Priolo e al calo della domanda indotto dalle attese di riduzione dei prezzi; (ii) stirenici (-5,7%) in relazione all'impatto della chiusura dell'impianto di produzione di ABS di Ravenna e delle minori vendite di stirolo per la fermata per manutenzione dell'impianto di Mantova.

Le produzioni (3.579 mila tonnellate) sono diminuite di 100 mila tonnellate rispetto al primo semestre 2004, pari al 2,7%, a seguito delle flessioni registrate in particolare nei *business* polietileni (-7,2%), stirenici (-6,4%) e olefine (-4,4%) per effetto essenzialmente di fermate di impianti. La capacità produttiva nominale è diminuita dello 0,9% rispetto al primo semestre 2004 a seguito essenzialmente della chiusura della linea ABS di Ravenna e della fermata per manutenzione dell'impianto di stirolo di Mantova. Il tasso di utilizzo medio degli impianti calcolato sulla capacità nominale è diminuito di 2,2 punti percentuali, passando dal 78,5% al 76,3%, per effetto essenzialmente del ridotto tasso di utilizzo degli impianti di polietilene e di polistirolo.

Il 36% della produzione è stata destinata al ciclo interno (36,5% nel primo semestre 2004). Le materie prime petrolifere approvvigionate dal settore Refining & Marketing hanno coperto il 21% del fabbisogno del semestre (20% nel primo semestre 2004).

I prezzi dei principali prodotti petrolchimici dell'Eni sono aumentati in media del 25,1%; gli incrementi più marcati si sono registrati nei *business* olefine (+33,7%; in particolare il propilene e il butadiene sono aumentati di quasi il 40%), intermedi (+29,8%) e polietileni (+25,2%).

Disponibilità di prodotti

(migliaia di tonnellate)

Esercizio 2004		Primo semestre			
		2004	2005	Var. ass.	Var. %
4.236	Petrolchimica di base	2.190	2.164	(26)	(1,2)
1.606	Stirenici ed elastomeri	804	779	(25)	(3,1)
1.276	Polietileni	685	636	(49)	(7,2)
7.118	Produzioni	3.679	3.579	(100)	(2,7)
(2.615)	Consumi di monomeri	(1.344)	(1.287)	57	(4,2)
684	Acquisti e variazione rimanenze	284	381	97	34,2
5.187		2.619	2.673	54	2,1

Vendite

(migliaia di tonnellate)

Esercizio 2004		Primo semestre			
		2004	2005	Var. ass.	Var. %
2.766	Petrolchimica di base	1.382	1.519	137	9,9
1.038	Stirenici ed elastomeri	538	518	(20)	(3,7)
1.383	Polietileni	699	636	(63)	(9,0)
5.187		2.619	2.673	54	2,1

Andamento per business
Petrolchimica di base

Le vendite della petrolchimica di base (1.519 mila tonnellate) sono aumentate di 137 mila tonnellate rispetto al primo semestre 2004, pari al 9,9%, a seguito dell'incremento registrato nei *business* intermedi (+26%), aromatici (+9%, in particolare il benzene) e olefine (+4,5%, in particolare l'etilene) in relazione al buon andamento della domanda e alla circostanza che nel primo semestre del 2004 le vendite di intermedi, in particolare di fenolo e acetone, registrarono una flessione dovuta a un incidente occorso alla banchina di Porto Torres.

Le produzioni (2.164 mila tonnellate) sono diminuite di 26 mila tonnellate, pari all'1,2%, essenzialmente nel *business* olefine (-4,4%) a seguito delle fermate dei *cracker* di Porto Marghera – in relazione alla fermata della raffineria dell'Eni che fornisce il *feedstock* – di Dunkerque, nonché di Gela in relazione alla minore richiesta di monomeri da parte dell'impianto a valle di polietilene. La riduzione delle olefine è stata parzialmente compensata dalle maggiori produzioni di intermedi (+7,9%) e di aromatici (+5,4%).

Stirenici ed elastomeri

Le vendite di stirenici (300 mila tonnellate) sono diminuite di 18 mila tonnellate rispetto al primo semestre 2004, pari al 5,7%, a seguito essenzialmente della minore disponibilità di stirolo (-30,5%), in relazione alla fermata dell'impianto di Mantova per manutenzione, e di ABS/SAN (-19%) in relazione alla chiusura dell'impianto di Ravenna. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalle maggiori vendite di polistirolo espandibile (+2%).

Le vendite di elastomeri (218 mila tonnellate) sono sostanzialmente in linea con il primo semestre 2004 (-0,9%). Le maggiori vendite di gomme EPR (+23%) e di lattici (+13%) sono state assorbite dalle flessioni registrate dalle gomme *commodity* per effetto della debolezza della domanda nella parte finale del semestre (in particolare gomme TPR -9,5%, BR -6,4% ed SBR -4,6%).

Le produzioni di stirenici (525 mila tonnellate) sono diminuite di 36 mila tonnellate, pari al 6,5%, per effetto essenzialmente delle chiusure e delle fermate di impianti.

Le produzioni di elastomeri (254 mila tonnellate) sono aumentate di 11 mila tonnellate, pari al 4,6%; l'aumento ha riguardato in particolare le gomme EPR (+25%) e i lattici (+18%), in linea con l'andamento della domanda.

Polietileni

Le vendite di polietileni (636 mila tonnellate) sono diminuite di 63 mila tonnellate, pari al 9%, a seguito del rallentamento della domanda che ha riguardato tutti i prodotti, in particolare l'LLDPE e l'LDPE (-10% per entrambi).

Le produzioni (636 mila tonnellate) sono diminuite di 49 mila tonnellate, pari al 7,2%, in linea con l'andamento della domanda.



Investimenti tecnici

Nel primo semestre 2005 gli investimenti tecnici (52 milioni di euro; 51 milioni nel primo semestre 2004) hanno riguardato in particolare interventi di manutenzione straordinaria (22 milioni di euro), interventi di miglioramento dell'efficienza impiantistica e di razionalizzazione (15 milioni di euro), interventi di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di legge in tema di salute e di sicurezza (11 milioni di euro), nonché interventi di potenziamento e di ricerca (4 milioni di euro).

ricerca e innovazione

Il primo semestre 2005 ha visto la prima applicazione industriale di alcune tecnologie proprietarie e il continuo progredire dello sviluppo di molte altre; nel primo semestre la spesa sostenuta dall'Eni nella Ricerca e Sviluppo ammonta a 105 milioni di euro (106 milioni di euro nel primo semestre 2004).

Exploration & Production

Nel settore Exploration & Production, per le tecnologie avanzate di *drilling*, è stata resa disponibile e immediatamente applicata in campo (Monte Enoc), una batteria di aste di perforazione speciali costituite da un corpo in lega di alluminio che permette la riduzione delle masse e quindi delle sollecitazioni dinamiche in pozzi ad alta/altissima deviazione.

Proseguono gli studi nel campo del *Geosteering* avanzato; sono stati analizzati e resi disponibili i risultati di un test di campo realizzato nei mesi di novembre-dicembre 2004 per la verifica del segnale proprio dello scalpello a fini sismici/*while drilling*.

Sono continuate le applicazioni in campo della metodologia che consente la modellizzazione 3D della rete di fratture presente nel *reservoir* e la simulazione del flusso dei fluidi all'interno delle fratture stesse.

Nel campo dell'*imaging* sismico, gli ulteriori sviluppi della tecnologia proprietaria innovativa *3D Common Reflection Surface (CRS) Stack* e *3D depth imaging (PSPI e KTA)* hanno consentito di ottenere risultati significativamente superiori alle tecnologie convenzionali in termini di riduzione dei tempi e del rischio associato alla definizione del modello geologico sia nella fase esplorativa che nella fase di sviluppo. Pur essendo tuttora in sviluppo, queste tecnologie sono entrate a pieno titolo nel ciclo produttivo industriale grazie anche al supporto dell'*HPC (High Performance Computing)*.

Nella sismica stratigrafica è stata messa in produzione la tecnologia *AFI (Avo Fluid Inversion)* per la predizione da dati sismici del tipo di fluido di giacimento ai fini della validazione e il *ranking* delle prospezioni.

Nell'ambito dei sistemi di produzione sottomarina, continua lo sviluppo di tecniche avanzate per il monitoraggio delle *sealine* utilizzando *pig* intelligenti, nonché la messa a punto della configurazione sottomarina di una tecnica già applicata con successo in versione *onshore* che consente la produzione di pozzi a bassa pressione.

Continuano gli studi e le esperienze di campo della tecnologia *PRIMEFLO* che consente un'accurata *leak/obstruction detection* in *pipeline* e *sealine*; gli studi sono orientati alla sua validazione anche in ambiente multifase.

Relativamente alla tutela dell'ambiente, sono stati realizzati manuali e protocolli applicativi per il monitoraggio ambientale con l'utilizzo di *biomarker* e sviluppati *tool* innovativi per quantificare e ridurre l'impatto ambientale delle attività *E&P offshore (zero effect discharge)*.

Nell'ambito del programma integrato "*H₂S management in E&P operations*", volto all'individuazione di soluzioni innovative per la mitigazione dell'impatto dei *sour gases* sugli *asset* operati da Eni, è stata avviata la sperimentazione su scala pilota della tecnologia proprietaria di *bulk separation* dell'acido solfidrico con l'impiego di conden-

Le principali linee di ricerca in corso riguardano:

Riduzione costi di ritrovamento e di recupero idrocarburi

Geoscienze

Tecniche di prospezione ad alta risoluzione

Modelli di simulazione dei giacimenti

Metodi per incrementare la produttività dei giacimenti

Sistemi avanzati di perforazione

Produzione in ambienti ostili

Performance e differenziazione dei prodotti

Controllo avanzato dei processi

Catalisi innovativa di polimerizzazione

Valorizzazione dei feedstock

Trasporto del gas in condotte su lunghe distanze

Conversione dei greggi pesanti a prodotti leggeri

Conversione del gas a prodotti liquidi

Tutela dell'ambiente

Riformulazione di carburanti e lubrificanti

Idrogeno

Processi catalitici "puliti"

Monitoraggio della qualità dell'aria

Bonifica di terreni inquinati

Energia rinnovabile via solare

sati e sono stati ottenuti primi positivi riscontri dalla sperimentazione di tecniche innovative di stoccaggio dello zolfo.

Gas & Power

Nel settore Gas & Power, nell'ambito del progetto TAP (Trasporto Gas ad Alta Pressione) è in fase di completamento la realizzazione di un tratto sperimentale di condotta pilota da 48 pollici in acciaio ad altissima resistenza, la cui sperimentazione consentirà di verificare e comprendere i limiti di questa tecnologia. Nell'ambito dello stesso progetto è in corso la realizzazione di un tratto dimostrativo di dieci chilometri in acciaio X 80.

È continuata l'attività di valutazione di nuove tecnologie per la rilevazione e il controllo di aree instabili e la messa a punto di nuova strumentazione per la ricerca di dispersioni sulle reti di distribuzione di gas naturale con l'impiego di tecnologie sviluppate in ambito europeo.

In ambito GERG (Gruppo Europeo di Ricerca sul Gas), sono state completate le ricerche su un sistema non distruttivo per la rilevazione della corrosione e la messa a punto di metodologie per l'analisi della sicurezza e dell'affidabilità della rete di metanodotti, con particolare riguardo all'interferenza da terzi. Continuano inoltre le attività di ricerca congiunta con vari *partner* nell'ambito EPRG (European Pipeline Research Group).

Nel campo della generazione distribuita di energia elettrica e calore, è proseguita la sperimentazione su un impianto di cogenerazione proprietario che impiega una microturbina alimentata con gas naturale.

Refining & Marketing

Nel settore Refining & Marketing, l'impegno di Ricerca e Sviluppo continua a essere orientato all'ottenimento di carburanti e lubrificanti caratterizzati da elevata qualità e basso impatto ambientale. In tale ambito, dopo la distribuzione con il marchio "BluSuper" di una benzina alto-ottanica a basso impatto ambientale, sono in fase di studio e sviluppo ulteriori miglioramenti qualitativi per i carburanti della famiglia "Blu".

Nel campo dei lubrificanti per il settore industria sono state riformulate le linee di oli turbina e compressori, con impiego dei nuovi oli base di gruppo II. Si è inoltre provveduto alla revisione di alcuni prodotti della linea trazione pesante, con vantaggio di costo e/o prestazione. Per i lubrificanti marina è stata conseguita l'approvazione di un costruttore di riferimento per il mercato (Wartsila Switzerland).

È continuata l'attività di ricerca relativa a un processo di idrotrattamento di gasoli ad alto contenuto di aromatici volto a migliorarne le proprietà prestazionali e ambientali mediante idro-dearomatizzazione catalitica.

È in via di completamento la realizzazione di un impianto pilota per lo sviluppo di un nuovo tipo di *reformer* policombustibile basato sull'ossidazione catalitica a basso tempo di contatto di idrocarburi liquidi e gassosi con l'obiettivo di produrre idrogeno a costi competitivi, anche in impianti di taglia medio-piccola, e con elevata flessibilità rispetto alle cariche disponibili in raffineria.

Progetti trasversali al settore Oil & Gas

Relativamente alle tematiche di interesse trasversale di più *business* si segnalano di seguito le attività più rilevanti:

- nell'area "valorizzazione greggi pesanti" è stata completata, presso la raffineria di Taranto, la realizzazione dell'impianto dimostrativo da 1.200 barili/giorno basato sulla tecnologia proprietaria *EST (Eni Slurry Technology)*. La tecnologia sarà verificata anche per la completa conversione a distillati dei residui di raffinazione, oggi destinati a olio combustibile;
- nel campo della conversione del gas naturale a prodotti liquidi (*GTL*), prosegue il programma per la validazione della tecnologia di produzione cere via Fischer-Tropsch e la messa a punto della tecnologia collegata di *upgrading* delle cere via *hydrocracking*;
- in campo ambientale è in pieno svolgimento il programma integrato di ricerca *GreenHouse Gases* volto alla verifica in campo della fattibilità industriale della segregazione geologica di CO_2 ;
- prosegue, inoltre, l'applicazione in campo dei ritrovati del progetto di telemonitoraggio avanzato *EWMS (Early Warning Monitoring System)* che ha l'obiettivo di realizzare un'unica piattaforma informatica per la rilevazione in tempo reale di grandezze fisiche e chimiche utili al monitoraggio e al controllo delle attività produttive dell'Eni, anche nell'ottica della protezione ambientale.

Petrolchimica

Nella Petrolchimica, sono stati prodotti su impianto industriale ad alta pressione copolimeri etilene-butene a bassa e bassissima densità con un nuovo sistema catalitico proprietario ottenendo sia miglioramenti di processo che prodotti con migliorate proprietà applicative anche per nuovi settori di utilizzo ed è stata messa a punto una formulazione aggiornata di polistirene antiurto per il settore frigoriferi, fortemente migliorata sotto il profilo della resistenza chimica agli oli. È stato definito il *basic design* per un nuovo impianto per la produzione di polistirene espandibile con tecnologia proprietaria in massa continua.

Snamprogetti prosegue l'attività di sviluppo della tecnologia per la produzione di stirene monomero direttamente da etano e benzene.

Nel primo semestre 2005 sono state depositate 6 nuove domande di brevetto.

commento ai risultati economico-finanziari

Conto economico

(milioni di euro)

Esercizio 2004		Primo semestre			
		2004	2005	Var. ass.	Var. %
54.274	Ricavi della gestione caratteristica	26.406	32.495	6.089	23,1
1.346	Altri ricavi e proventi	555	322	(233)	(42,0)
(38.737)	Costi operativi	(18.875)	(22.228)	(3.353)	(17,8)
(4.753)	Ammortamenti e svalutazioni	(2.348)	(2.548)	(200)	(8,5)
12.130	Utile operativo	5.738	8.041	2.303	40,1
(113)	Oneri finanziari netti	(62)	(176)	(114)	(183,9)
852	Proventi netti su partecipazioni	574	413	(161)	(28,0)
12.869	Utile prima delle imposte	6.250	8.278	2.028	32,4
(5.464)	Imposte sul reddito	(2.699)	(3.763)	(1.064)	(39,4)
7.405	Utile prima degli interessi di terzi azionisti	3.551	4.515	964	27,1
(346)	Utile di terzi azionisti	(186)	(172)	14	7,5
7.059	Utile netto	3.365	4.343	978	29,1
7.059	Utile netto	3.365	4.343	978	29,1
(281)	Esclusione dell'utile di magazzino	(144)	(311)	(167)	(116,0)
6.778	Utile netto a valori correnti ⁽¹⁾	3.221	4.032	811	25,2
(133)	Esclusione <i>special item</i>	(207)	374	581	..
6.645	Utile netto <i>adjusted</i> ⁽²⁾	3.014	4.406	1.392	46,2

(1) L'utile operativo e l'utile netto a valori correnti sono calcolati con esclusione dell'utile di magazzino che deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato; sostanzialmente rappresenta la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo.

(2) La riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto ai risultati *adjusted* a valori correnti è riportata alle pagine 37-38.

L'utile netto conseguito nel primo semestre 2005 ammonta a 4.343 milioni di euro con un aumento di 978 milioni di euro (+29,1%) rispetto al primo semestre 2004 per effetto essenzialmente dell'incremento dell'utile operativo di 2.303 milioni di euro (+40,1%) – di cui 266 riferiti al maggior utile di magazzino sulle rimanenze – registrato in particolare nei settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Petrolchimica a seguito dell'aumento del prezzo del barile in dollari USA (Brent +47,2%), della produzione venduta degli idrocarburi (+15,2 milioni di boe) e del margine di raffinazione Brent (+47,6%) nonché, nella Petrolchimica, ai maggiori margini e al miglioramento della *performance* industriale. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'effetto dell'indebolimento del 4,7% del dollaro sull'euro, dai maggiori accantonamenti ai fondi rischi, in particolare di natura ambientale, nonché dal venir meno delle plusvalenze su cessioni di *asset* minerari realizzate nel primo semestre 2004. L'incremento dell'utile operativo è stato parzialmente assorbito dalle maggiori imposte sul reddito (1.064 milioni di euro) e dalla circo-

stanza che nel primo semestre 2004 venne rilevata la plusvalenza sulla cessione del 9% di Snam Rete Gas (308 milioni di euro).

L'utile netto *adjusted* del primo semestre, escludendo perciò l'effetto positivo della variazione dell'utile di magazzino, al netto dell'effetto fiscale, di 167 milioni di euro e quello negativo della variazione degli *special item* di 581 milioni di euro aumenta di 1.392 milioni di euro, pari al 46,2%.

L'utile operativo conseguito nel primo semestre 2005 ammonta a 8.041 milioni di euro con un aumento di 2.303 milioni di euro rispetto al primo semestre 2004, pari al 40,1%, dovuto essenzialmente agli incrementi registrati nei settori:

- Exploration & Production (1.806 milioni di euro, pari al 52,1%) dovuto essenzialmente all'aumento del prezzo in dollari del barile di produzione (petrolio +42,1%; gas naturale +18,9%), alla crescita della produzione venduta di idrocarburi (15,2 milioni di boe, pari al 5,3%) e alle minori svalutazioni di *asset* minerari (45 milioni di euro), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto dell'indebolimento del 4,7% del dollaro sull'euro (circa 280 milioni di euro, in parte riferiti alla conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro) e dalla circostanza che nel primo semestre 2004 vennero conseguite plusvalenze nette sulla vendita di *asset* minerari (118 milioni di euro);
- Refining & Marketing (439 milioni di euro, pari al 103%) dovuto essenzialmente all'aumento del margine di raffinazione (+1,78 dollari/barile il margine sul Brent, pari al 47,6%) e al maggior utile di magazzino (265 milioni di euro), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto dell'indebolimento del dollaro sull'euro;
- Petrolchimica (149 milioni di euro) connesso all'aumento dei margini e al miglioramento della *performance* industriale.

Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla maggiore perdita operativa (129 milioni di euro) registrata negli aggregati "Altre attività" e "Corporate e società finanziarie" dovuta in particolare alla rilevazione di maggiori accantonamenti a fondi rischi a fronte di oneri ambientali e di contenziosi.

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di euro)

Esercizio 2004		Primo semestre			
		2004	2005	Var. ass.	Var. %
15.287	Exploration & Production	6.865	9.954	3.089	45,0
17.302	Gas & Power	8.991	11.162	2.171	24,1
26.089	Refining & Marketing	12.139	14.747	2.608	21,5
5.331	Petrolchimica	2.425	2.999	574	23,7
3.025	Altre attività	1.532	1.380	(152)	(9,9)
851	Corporate e società finanziarie	398	434	36	9,0
(13.611)	Elisioni di consolidamento	(5.944)	(8.181)	(2.237)	37,6
54.274		26.406	32.495	6.089	23,1

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel primo semestre 2005 (32.495 milioni di euro) sono aumentati di 6.089 milioni di euro rispetto al primo semestre 2004, pari al 23,1%, per effetto essenzialmente dell'incremento delle quotazioni dei prodotti e della crescita dei volumi venduti in tutti i principali settori di attività, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto dell'indebolimento del dollaro sull'euro.

I ricavi del settore Exploration & Production (9.954 milioni di euro) sono aumentati di 3.089 milioni di euro, pari al 45%, per effetto essenzialmente dell'incremento del prezzo del barile di produzione in dollari (petrolio +42,1%; gas naturale +18,9%) e della crescita della produzione venduta di idrocarburi (15,2 milioni di boe, pari al 5,3%), i cui impatti sono stati parzialmente assorbiti dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Gas & Power (11.162 milioni di euro) sono aumentati di 2.171 milioni di euro, pari al 24,1%, per effetto essenzialmente dell'aumento del prezzo del gas naturale e della crescita della produzione venduta di energia elettrica (4,47 terawattora, pari al 73,5%), i cui impatti sono stati parzialmente assorbiti dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Refining & Marketing (14.747 milioni di euro) sono aumentati di 2.608 milioni di euro, pari al 21,5%, per effetto essenzialmente dell'aumento delle quotazioni dei greggi e dei prodotti petroliferi, parzialmente assorbito dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro, nonché dall'impatto della vendita nell'agosto 2004 delle attività di distribuzione di prodotti petroliferi e di GPL in Brasile.

I ricavi del settore Petrolchimica (2.999 milioni di euro) sono aumentati di 574 milioni di euro, pari al 23,7%, per effetto essenzialmente dell'incremento del 25,2% dei prezzi medi di vendita dei prodotti e della crescita del 2,3% dei volumi venduti.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi conseguiti nel primo semestre 2005 (322 milioni di euro) sono diminuiti di 233 milioni di euro, pari al 42%, per effetto essenzialmente delle minori plusvalenze sulla vendita di attività (174 milioni di euro) in relazione alla circostanza che nel primo semestre 2004 vennero conseguite plusvalenze sulla vendita di asset minerari (157 milioni di euro), nonché della circostanza che nel primo semestre 2004 venne rimborsata parte del tributo ambientale pagato alla Regione Sicilia in base alla legge regionale 26 marzo 2002 n. 2 (11 milioni di euro).

Costi operativi

(milioni di euro)

Esercizio 2004		Primo semestre			
		2004	2005	Var. ass.	Var. %
36.205	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	17.622	20.961	3.339	18,9
2.532	Costo lavoro	1.253	1.267	14	1,1
38.737		18.875	22.228	3.353	17,8

I costi operativi sostenuti nel primo semestre 2005 (22.228 milioni di euro) sono aumentati di 3.353 milioni di euro rispetto al primo semestre 2004, pari al 17,8%, per effetto essenzialmente: (i) dell'incremento del costo di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche, nonché del gas naturale; (ii) dei maggiori stanziamenti di oneri ambientali (220 milioni di euro nel primo semestre 2005, 138 milioni di euro nel primo semestre 2004), in particolare negli aggregati "Altre attività" e "Corporate e società finanziarie"; (iii) di stanziamenti a fronte di rischi connessi al probabile esito sfavorevole di contenziosi (65 milioni di euro), in particolare nell'aggregato "Altre attività". Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dagli effetti della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, nonché della vendita di attività in Brasile.

Il costo lavoro (1.267 milioni di euro) è aumentato di 14 milioni di euro, pari all'1,1%, per effetto essenzialmente della crescita del costo lavoro unitario in Italia, il cui impatto è stato parzialmente assorbito dalla riduzione dell'occupazione media in Italia, nonché dagli effetti della vendita di attività in Brasile e della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Occupazione

(unità)

	31.12.2004	30.06.2005	Var. ass.
Exploration & Production	7.477	7.539	62
Gas & Power	12.843	12.386	(457)
Refining & Marketing	9.224	9.141	(83)
Petrolchimica	6.565	6.613	48
Altre attività	9.422	9.030	(392)
Corporate e società finanziarie	3.437	3.501	64
	48.968	48.210	(758)
Saipem ⁽¹⁾	21.632	23.643	2.011
Totale	70.600	71.853	1.253

(1) Società controllata "di fatto" non inclusa nell'area di consolidamento.

L'occupazione al 30 giugno 2005 è di 48.210 unità con una diminuzione di 758 unità rispetto al 31 dicembre 2004, pari all'1,5%.

In Italia l'occupazione (37.911 unità) è diminuita di 360 unità per effetto essenzialmente delle variazioni dell'area di consolidamento (-616 unità di cui per la vendita del business idrico 433 unità e dei Servizi Tecnici di Porto Marghera 183 unità), in parte compensata dal saldo positivo fra assunzioni e risoluzioni di 260 unità. Nel pri-

mo semestre 2005 sono state effettuate 877 assunzioni, di cui 589 a tempo indeterminato (309 laureati, di cui 185 neo laureati) e 617 risoluzioni (di cui 393 a tempo indeterminato).

All'estero l'occupazione (10.299 unità) è diminuita di 398 unità.

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di euro)

Esercizio 2004		Primo semestre			
		2004	2005	Var. ass.	Var. %
3.047	Exploration & Production	1.487	1.696	209	14,1
637	Gas & Power	313	344	31	9,9
465	Refining & Marketing	237	233	(4)	(1,7)
114	Petrolchimica	58	58	..	..
48	Altre attività	25	18	(7)	(28,0)
106	Corporate e società finanziarie	52	43	(9)	(17,3)
4.417	Totale ammortamenti	2.172	2.392	220	10,1
336	Svalutazioni	176	156	(20)	(11,4)
4.753		2.348	2.548	200	8,5

Gli ammortamenti stanziati nel primo semestre 2005 (2.392 milioni di euro) sono aumentati di 220 milioni di euro rispetto al primo semestre 2004, pari al 10,1%, essenzialmente nei settori: (i) Exploration & Production (209 milioni di euro), in relazione all'aumento delle produzioni, al costo più elevato degli investimenti di sviluppo, alla maggiore incidenza degli investimenti di mantenimento del livello produttivo di giacimenti maturi, nonché agli effetti della revisione delle stime dei costi di abbandono di alcuni giacimenti. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto della conversione dei bilanci di imprese operanti in aree diverse dall'euro; (ii) Gas & Power (31 milioni di euro), in relazione all'entrata in esercizio del gasdotto Greenstream e di nuova capacità di generazione elettrica.

Le svalutazioni (156 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente *asset* minerari (128 milioni di euro).

Utile operativo per settore

(milioni di euro)

Esercizio 2004		Primo semestre			
		2004	2005	Var. ass.	Var. %
8.126	Exploration & Production	3.465	5.271	1.806	52,1
3.428	Gas & Power	2.117	2.155	38	1,8
1.080	Refining & Marketing	426	865	439	103,1
320	Petrochimica	67	216	149	222,4
(461)	Altre attività ⁽¹⁾	(226)	(249)	(23)	(10,2)
(363)	Corporate e società finanziarie	(111)	(217)	(106)	(95,5)
12.130	Utile operativo	5.738	8.041	2.303	40,1
12.130	Utile operativo	5.738	8.041	2.303	40,1
(448)	Esclusione utile di magazzino	(230)	(496)	(266)	(115,7)
11.682	Utile operativo a valori correnti	5.508	7.545	2.037	37,0
631	Esclusione <i>special item</i>	236	512	276	116,9
12.313	Utile operativo adjusted	5.744	8.057	2.313	40,3

(1) A partire dal 1° gennaio 2005 i risultati dell'attività Ingegneria confluiscono nell'aggregato "Altre attività". Al fine di consentire un confronto omogeneo, i dati dell'esercizio e del primo semestre 2004 sono stati opportunamente riclassificati.

Di seguito il commento dell'utile operativo per settore di attività.

Exploration & Production

(milioni di euro)

Esercizio 2004		Primo semestre			
		2004	2005	Var. ass.	Var. %
8.126	Utile operativo ⁽¹⁾	3.465	5.271	1.806	52,1
17	Esclusione <i>special item</i>	67	159	92	137,3
8.143	Utile operativo adjusted	3.532	5.430	1.898	53,7

(1) Dopo l'eliminazione degli utili interni (66 milioni di euro nel primo semestre 2005; 28 milioni di euro nel primo semestre 2004) sui volumi di petrolio e gas venduti ai settori Refining & Marketing e Gas & Power non ancora ceduti a terzi.

L'utile operativo del primo semestre ammonta a 5.271 milioni di euro con un aumento di 1.806 milioni di euro rispetto al primo semestre 2004, pari al 52,1%, per effetto essenzialmente: (i) dell'incremento del prezzo del barile di produzione in dollari (petrolio +42,1%; gas naturale +18,9%); (ii) della crescita della produzione venduta di idrocarburi (15,2 milioni di boe, pari al 5,3%); (iii) delle minori svalutazioni di *asset* minerari (45 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'incremento dei costi associati alla produzione e dai maggiori ammortamenti; (ii) dall'impatto (circa 280 milioni di euro) dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+4,7%); (iii) dalla circostanza che nel primo semestre 2004 vennero conseguite plusvalenze nette di 118 milioni di euro sulla vendita di *asset* minerari.

Gas & Power

(milioni di euro)

Esercizio 2004		Primo semestre			
		2004	2005	Var. ass.	Var. %
3.428	Utile operativo	2.117	2.155	38	1,8
(12)	Esclusione utile di magazzino	(28)	(30)	(2)	(7,1)
3.416	Utile operativo a valori correnti	2.089	2.125	36	1,7
32	Esclusione <i>special item</i>	0	48	48	..
3.448	Utile operativo adjusted	2.089	2.173	84	4,0

L'utile operativo a valori correnti del primo semestre 2005 ammonta a 2.125 milioni di euro con un aumento di 36 milioni di euro rispetto al primo semestre 2004, pari all'1,7%, dovuto essenzialmente: (i) alla crescita dei volumi venduti (+1,25 miliardi di metri cubi, inclusi gli autoconsumi, pari al 3%) e distribuiti; (ii) all'aumento del risultato dell'attività di trasporto in Italia e all'estero. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla flessione dei margini commerciali, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal diverso andamento dei parametri energetici di riferimento per la determinazione dei prezzi del gas naturale in acquisto e in vendita; (ii) dalla riduzione delle tariffe di distribuzione dovuta essenzialmente all'impatto del nuovo sistema tariffario dell'attività di distribuzione in applicazione della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 170/2004 (v. "Andamento operativo - Gas & Power - Regolamentazione"); (iii) da accantonamenti a fondi rischi (42 milioni di euro).

L'attività di generazione elettrica ha conseguito l'utile operativo di 55 milioni di euro con una riduzione di 3 milioni di euro, pari al 5,2%, dovuta essenzialmente: (i) alla flessione del margine di vendita dell'energia elettrica connesso al diverso andamento dei parametri energetici di riferimento per la determinazione del prezzo di vendita e del costo dei combustibili; (ii) ai maggiori costi fissi riferiti in particolare alle manutenzioni per l'incremento dell'attività (16 milioni di euro); (iii) allo stanziamento di oneri per l'acquisto di "certificati verdi" riferiti al 2003, in ottemperanza alla sentenza del TAR per la Lombardia⁷ (14 milioni di euro). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla crescita della produzione venduta (4,47 terawattora, pari al 73,5%).

(7) Con dispositivo del 12 aprile 2005 il TAR per la Lombardia ha rigettato il ricorso presentato da EniPower contro la decisione del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA GRITN che ha negato la natura di produzione in cogenerazione alla produzione combinata di energia elettrica e calore del 2003 delle centrali di Livorno, Ravenna e Brindisi, con il conseguente onere a carico della società di acquisire i cosiddetti "certificati verdi" per le suddette produzioni.

Refining & Marketing

(milioni di euro)

Esercizio 2004		Primo semestre			
		2004	2005	Var. ass.	Var. %
1.080	Utile operativo	426	865	439	103,1
(393)	Esclusione utile di magazzino	(194)	(459)	(265)	(136,6)
687	Utile operativo a valori correnti	232	406	174	75,0
236	Esclusione <i>special item</i>	63	77	14	22,2
923	Utile operativo adjusted	295	483	188	63,7

L'utile operativo a valori correnti del primo semestre 2005 ammonta a 406 milioni di euro con un aumento di 174 milioni di euro rispetto al primo semestre 2004, pari al 75%, dovuto essenzialmente: (i) all'aumento del margine di raffinazione (+1,78 dollari/barile il margine sul Brent, pari al 47,6%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto della fermata della raffineria di Gela nella prima parte dell'anno per i danni alle infrastrutture di attracco causati dalla mareggiata di fine 2004, nonché dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro; (ii) all'aumento dell'utile operativo delle attività commerciali in Italia.

Petrolchimica

(milioni di euro)

Esercizio 2004		Primo semestre			
		2004	2005	Var. ass.	Var. %
320	Utile operativo	67	216	149	222
(43)	Esclusione utile di magazzino	(8)	(7)	1	13
277	Utile operativo a valori correnti	59	209	150	254,2
(14)	Esclusione <i>special item</i>	(6)	21	27	..
263	Utile operativo adjusted	53	230	177	334,0

L'utile operativo a valori correnti del primo semestre 2005 ammonta a 209 milioni di euro con un aumento di 150 milioni di euro, pari al 254%, rispetto al primo semestre 2004 dovuto essenzialmente all'incremento dei margini dei prodotti, in particolare nella chimica di base (margine del *cracker*) e nei polietileni, connesso all'aumento dei prezzi più accentuato di quello del costo delle materie prime petrolifere in relazione all'andamento positivo della domanda, nonché al miglioramento della *performance* industriale. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle svalutazioni di impianti (18 milioni di euro).

Altre attività

Nel primo semestre l'aggregato "Altre attività" ha registrato la perdita operativa di 249 milioni di euro con un aumento di 23 milioni di euro rispetto al primo semestre 2004, pari al 10,2%, dovuto essenzialmente all'incremento della perdita operativa della Syndial (24 milioni di euro) connessa alla rilevazione di maggiori accantonamenti al fondo rischi a fronte di oneri ambientali e di contenziosi (72 milioni di euro), parzialmente compensati dagli effetti delle azioni di ristrutturazione.

L'attività Ingegneria ha registrato la perdita operativa di 7 milioni di euro, in linea con il primo semestre 2004.

Corporate e società finanziarie

Nel primo semestre l'aggregato "Corporate e società finanziarie" ha registrato la perdita operativa di 217 milioni di euro con un aumento di 106 milioni di euro rispetto al primo semestre 2004, pari al 95,5%, dovuto essenzialmente alla maggiore perdita operativa della Corporate connessa alla rilevazione di accantonamenti al fondo rischi a fronte di oneri ambientali (46 milioni di euro), nonché dell'incremento dei costi di informatica (19 milioni di euro), dei costi di comunicazione istituzionale e pubblicità (11 milioni di euro), dei costi per altri servizi (9 milioni di euro), degli oneri per incentivazione esodi (9 milioni di euro) e delle spese per l'attività di ricerca (4 milioni di euro).



Oneri finanziari netti

Gli oneri finanziari netti sostenuti nel primo semestre 2005 (176 milioni di euro) sono aumentati di 114 milioni di euro rispetto al primo semestre 2004 per effetto dei maggiori oneri connessi alla valutazione al *fair value* degli strumenti finanziari derivati, dei maggiori tassi d'interesse sui finanziamenti in dollari (Libor +1,9 punti percentuali), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dell'indebitamento finanziario netto medio.



Proventi netti su partecipazioni

I proventi netti su partecipazioni conseguiti nel primo semestre 2005 ammontano a 413 milioni di euro e riguardano essenzialmente: (i) le quote di competenza degli utili di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (362 milioni di euro), in particolare le partecipate dei settori: Gas & Power (209 milioni di euro) e Refining & Marketing (86 milioni di euro) nonché la Saipem (48 milioni di euro); (ii) le plusvalenze da dismissioni (37 milioni di euro), riferite in particolare alla partecipazione del 2,33% nella Nuovo Pignone Holding SpA; (iii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (16 milioni di euro).

La diminuzione dei proventi netti su partecipazioni di 161 milioni di euro è dovuta essenzialmente alla circostanza che nel primo trimestre 2004 venne rilevata la plusvalenza conseguita nella vendita di azioni rappresentative del 9,054% del capitale sociale di Snam Rete Gas (308 milioni di euro); questo fattore è stato parzialmente compensato dal miglioramento del risultato delle partecipate del settore Gas & Power, in particolare Galp Energia SGPS SA (33,34%), Blue Stream Pipeline Co BV (50%) e Unión Fenosa Gas SA (50%).



Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito (3.763 milioni di euro) sono aumentate di 1.064 milioni di euro rispetto al primo semestre 2004, pari al 39,4%, a seguito essenzialmente dell'aumento dell'utile prima delle imposte. L'aumento di 2,2 punti percentuali del *tax rate* (dal 43,2% al 45,4%) riflette essenzialmente la circostanza che nel primo semestre 2004 venne rilevata la plusvalenza sulla vendita di circa il 9% di Snam Rete Gas non soggetta all'imposta sul reddito delle società di capitali (Ires).

Utile di terzi azionisti

L'utile di competenza di terzi azionisti (172 milioni di euro) riguarda essenzialmente Snam Rete Gas SpA (164 milioni di euro).

Riconduzione dell'utile operativo per settore e dell'utile netto ai risultati adjusted a valori correnti

Le informazioni sull'utile netto e sull'utile operativo *adjusted* (prima degli *special item*) a valori correnti, non previste dagli *IFRS* né dagli *U.S. GAAP*, sono fornite con l'intento di consentire agli analisti finanziari una valutazione dei risultati dell'Eni sulla base dei loro modelli previsionali.

(milioni di euro)

	Primo semestre 2005				
	Utile operativo e utile netto	Esclusione (utile) perdita di magazzino	Utile operativo e utile netto a valori correnti	Esclusione special item	Utile operativo e utile netto adjusted
Utile operativo					
Exploration & Production	5.271		5.271	159	5.430
Gas & Power	2.155	(30)	2.125	48	2.173
Refining & Marketing	865	(459)	406	77	483
Petrolchimica	216	(7)	209	21	230
Altre attività	(249)		(249)	151	(98)
Corporate e società finanziarie	(217)		(217)	56	(161)
	8.041	(496)	7.545	512	8.057
Utile netto	4.343	(311)	4.032	374	4.406

(milioni di euro)

	Primo semestre 2004				
	Utile operativo e utile netto	Esclusione (utile) perdita di magazzino	Utile operativo e utile netto a valori correnti	Esclusione special item	Utile operativo e utile netto adjusted
Utile operativo					
Exploration & Production	3.465		3.465	67	3.532
Gas & Power	2.117	(28)	2.089		2.089
Refining & Marketing	426	(194)	232	63	295
Petrolchimica	67	(8)	59	(6)	53
Altre attività	(226)		(226)	104	(122)
Corporate e società finanziarie	(111)		(111)	8	(103)
	5.738	(230)	5.508	236	5.744
Utile netto	3.365	(144)	3.221	(207)	3.014

(milioni di euro)

	Esercizio 2004				
	Utile operativo e utile netto	Esclusione (utile) perdita di magazzino	Utile operativo e utile netto a valori correnti	Esclusione special item	Utile operativo e utile netto adjusted
Utile operativo					
Exploration & Production	8.126		8.126	17	8.143
Gas & Power	3.428	(12)	3.416	32	3.448
Refining & Marketing	1.080	(393)	687	236	923
Petrolchimica	320	(43)	277	(14)	263
Altre attività	(461)		(461)	360	(101)
Corporate e società finanziarie	(363)		(363)		(363)
	12.130	(448)	11.682	631	12.313
Utile netto	7.059	(281)	6.778	(133)	6.645

Dettaglio degli special item

(milioni di euro)

Esercizio 2004		Primo semestre	
		2004	2005
303	Stanziamenti per oneri ambientali	138	220
336	Svalutazioni asset minerari e altre svalutazioni	176	185
234	Stanziamenti a fondi rischi	3	65
65	Oneri per esodi agevolati	24	22
(320)	Plusvalenze nette su razionalizzazioni portafoglio E&P	(118)	
13	Altro	13	20
631	Special item dell'utile operativo	236	512
(390)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(303)	2
(308)	- Plusvalenza sulla vendita del 9,054% di Snam Rete Gas	(308)	
241	Totale prima delle imposte	(67)	514
(374)	Imposte	(140)	(140)
(133)	Totale special item	(207)	374

■ Stato patrimoniale

(milioni di euro)

	31.12.2004	30.06.2005	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	38.959	41.768	2.809
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.386	1.467	81
Attività immateriali	2.479	2.402	(77)
Partecipazioni	4.191	4.436	245
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	852	919	67
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.081)	(1.044)	37
	46.786	49.948	3.162
Capitale di esercizio netto	(750)	(2.637)	(1.887)
Fondi per benefici ai dipendenti	(893)	(921)	(28)
Capitale investito netto	45.143	46.390	1.247
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	34.683	36.844	2.161
Indebitamento finanziario netto	10.460	9.546	(914)
Coperture	45.143	46.390	1.247

Il deprezzamento dell'euro rispetto al 31 dicembre 2004 nei confronti delle altre valute, in particolare sul dollaro (-11,2%), ha determinato nella conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro ai cambi al 30 giugno 2005 un aumento del capitale investito netto di circa 2 miliardi di euro, del patrimonio netto di circa 1.130 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di circa 870 milioni di euro.

Il capitale investito netto al 30 giugno 2005 ammonta a 46.390 milioni di euro con un incremento di 1.247 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2004 dovuto essenzialmente all'aumento del capitale immobilizzato a seguito degli investimenti tecnici effettuati e all'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro nella conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e dalle svalutazioni di periodo (2.548 milioni di euro), dalla riduzione del capitale d'esercizio (1.887 milioni di euro) connessa essenzialmente all'aumento dei debiti tributari, nonché dalle dismissioni, riferite in particolare al *business* idrico. L'incidenza dei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing sul capitale investito netto è del 91% (stessa percentuale al 31 dicembre 2004).

Al 30 giugno 2005 il *leverage* (rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti) è dello 0,26 rispetto allo 0,30 al 31 dicembre 2004.

Gli immobili, gli impianti e i macchinari (41.768 milioni di euro) riguardano principalmente i settori Exploration & Production (56,1%), Gas & Power (32,1%) e Refining & Marketing (8%). Il fondo ammortamento e svalutazione (41.272 milioni di euro) rappresenta il 49,7% del valore lordo degli immobili, degli impianti e dei macchinari (49,3% al 31 dicembre 2004).

Gli impieghi in partecipazioni non consolidate (4.436 milioni di euro) riguardano essenzialmente il 33,34% della Galp Energia SGPS SA (744 milioni di euro), il 43,29% della Saipem SpA (658 milioni di euro), il 50% della Unión Fenosa Gas SA (420 milioni di euro), il 49% delle società di distribuzione secondaria di gas naturale EPA di Salonicco e della Tessaglia in Grecia (192 milioni di euro), il 50% della Blue Stream Pipeline Co BV (188 milioni di euro), il 50% della Raffineria di Milazzo ScpA (169 milioni di euro), il 49% dell'Azienda Energia e Servizi SpA (162 milioni di euro), il 50% della EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (161 milioni di euro), il 12,04% della Darwin LNG Pty Ltd (114 milioni di euro), il 33,33% della United Gas Derivatives Co (109 milioni di euro), il 10,4% della Nigeria LNG Ltd (97 milioni di euro), il 50% della Unimar Llc (99 milioni di euro) e il 49% della Super Octanos CA (99 milioni di euro).

I crediti finanziari e i titoli strumentali all'attività operativa (919 milioni di euro) riguardano essenzialmente i finanziamenti concessi a imprese non consolidate dalle società finanziarie del Gruppo a fronte di investimenti effettuati nell'interesse di imprese dell'Eni operanti in particolare nei settori Gas & Power (587 milioni di euro) ed Exploration & Production (154 milioni di euro).

Il patrimonio netto al 30 giugno 2005 (36.844 milioni di euro) è aumentato di 2.161 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2004 per effetto essenzialmente dell'utile netto del semestre prima degli interessi di terzi azionisti (4.515 milioni di euro) e dell'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa 1.130 milioni di euro), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dal pagamento dei dividendi 2004 (3.586 milioni di euro) e dall'acquisto di azioni proprie (228 milioni di euro).

Capitale di esercizio netto

(milioni di euro)

	31.12.2004	30.06.2005	Var. ass.
Rimanenze	2.583	3.117	534
Crediti commerciali	10.024	10.195	171
Debiti commerciali	(5.398)	(5.382)	16
Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.079)	(5.269)	(2.190)
Fondi per rischi e oneri	(5.672)	(6.313)	(641)
Altre attività (passività) d'esercizio ⁽¹⁾	792	1.015	223
	(750)	(2.637)	(1.887)

(1) Includono crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 1.486 milioni di euro (1.357 milioni di euro al 31 dicembre 2004) e titoli a copertura delle riserve tecniche della Padana Assicurazioni SpA di 561 milioni di euro (474 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

Le rimanenze aumentano di 534 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'effetto nella valutazione delle rimanenze al costo medio ponderato dell'aumento delle quotazioni dei greggi e dei prodotti finiti.

I debiti tributari e il fondo imposte netto aumentano complessivamente di 2.190 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'incremento: (i) dei debiti per imposte

correnti sul reddito e delle passività nette per imposte differite (1.218 milioni di euro); (ii) dei debiti per accise e imposte di consumo (584 milioni di euro) connesso alla circostanza che le accise e le imposte di consumo sui prodotti petroliferi e sul gas naturale dovute per il mese di giugno 2005 sono state pagate nel mese di luglio 2005 (le accise e le imposte di consumo relative ai primi quindici giorni del dicembre 2004 sono state versate nello stesso mese).

I fondi per rischi e oneri (6.313 milioni di euro) riguardano essenzialmente: il fondo abbandono e ripristino siti di 2.385 milioni di euro (1.968 milioni al 31 dicembre 2004), il fondo rischi ambientali di 1.665 milioni di euro (1.649 milioni al 31 dicembre 2004), la riserva sinistri e premi della Padana Assicurazioni SpA di 787 milioni di euro (573 milioni al 31 dicembre 2004), il fondo rischi per contenziosi di 251 milioni di euro (200 milioni al 31 dicembre 2004), il fondo dismissioni e ristrutturazioni di 207 milioni di euro (214 milioni al 31 dicembre 2004), il fondo per contenziosi fiscali di 188 milioni di euro (212 milioni al 31 dicembre 2004), il fondo per iniziative di sviluppo socio-economico (*social project*) di 119 milioni di euro (106 milioni di euro al 31 dicembre 2004), il fondo mutua assicurazione OIL di 91 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2004) e il fondo copertura perdite di imprese partecipate di 80 milioni di euro (86 milioni al 31 dicembre 2004).

Indebitamento finanziario netto

(milioni di euro)

	31.12.2004	30.06.2005	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazioni	12.543	11.693	(850)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(848)	(1.146)	(298)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(794)	(750)	44
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(245)	(251)	(6)
Altro	(196)		196
	10.460	9.546	(914)

L'indebitamento finanziario netto al 30 giugno 2005 ammonta a 9.546 milioni di euro con una diminuzione di 914 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2004.

I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 11.693 milioni di euro, di cui 4.522 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 1.078 milioni di euro) e 7.151 milioni di euro a lungo termine.

I prestiti obbligazionari in essere al 30 giugno 2005 ammontano a 5.586 milioni di euro (compreso il rateo di interesse e il disaggio di emissione). Il valore nominale dei prestiti obbligazionari che scadono nei prossimi diciotto mesi è di 664 milioni di euro (666 milioni di euro con inclusione del rateo di interesse). Il valore nominale dei prestiti obbligazionari emessi nel semestre è di 434 milioni di euro (438 milioni di euro inclusi i ratei di interesse e al netto del disaggio di emissione).

L'indebitamento finanziario lordo di 11.693 milioni di euro si suddivide per valuta come segue: euro 67%; dollaro USA 20%; sterlina inglese 10%; altre valute 3%.

Rendiconto finanziario riclassificato e variazione indebitamento finanziario netto

(milioni di euro)

	Primo semestre		
	2004	2005	Var. ass.
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	3.551	4.515	964
<i>a rettifica:</i>			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	2.361	2.392	31
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(471)	(21)	450
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	2.799	3.844	1.045
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	8.240	10.730	2.490
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	1.214	328	(886)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(2.047)	(2.624)	(577)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	7.407	8.434	1.027
Investimenti tecnici	(3.680)	(3.070)	610
Investimenti in partecipazioni e imprese consolidate	(72)	(48)	24
Dismissioni	988	268	(720)
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(163)	(166)	(3)
Free cash flow	4.480	5.418	938
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	160	89	(71)
Variazione debiti finanziari a breve e lungo	(1.309)	(1.514)	(205)
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.101)	(3.782)	(681)
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	23	87	64
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	253	298	45
Free cash flow	4.480	5.418	938
Debiti e crediti finanziari società acquisite			0
Debiti e crediti finanziari società disinvestite	6	21	15
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(633)	(743)	(110)
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.101)	(3.782)	(681)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	752	914	162

Il flusso di cassa generato dalla gestione (8.434 milioni di euro), su cui hanno inciso fattori di stagionalità, nonché gli incassi da dismissione (289 milioni di euro, incluso l'indebitamento finanziario netto trasferito di 21 milioni di euro), sono stati parzialmente assorbiti: (i) dai fabbisogni connessi agli investimenti tecnici e in partecipazioni (3.118 milioni di euro), al pagamento dei dividendi 2004 (3.586 milioni di euro, di cui 3.384 milioni da parte dell'Eni SpA) e all'attuazione del programma di *buy-back* (228 milioni di euro); (ii) dall'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa 870 milioni di euro).

Investimenti tecnici

(milioni di euro)

	Primo semestre			
	2004	2005	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	2.486	2.220	(266)	(10,7)
Gas & Power	771	521	(250)	(32,4)
Refining & Marketing	277	216	(61)	(22,0)
Petrolchimica	51	52	1	2,0
Altre attività	21	18	(3)	(14,3)
Corporate e società finanziarie	74	43	(31)	(41,9)
Investimenti tecnici ⁽¹⁾	3.680	3.070	(610)	(16,6)

(1) Sono escluse le spese di ricerca scientifica e tecnologica non considerate a utilità pluriennale di 87 e 91 milioni di euro, rispettivamente nel primo semestre 2004 e nel primo semestre 2005.

Gli investimenti tecnici effettuati nel primo semestre 2005 ammontano a 3.070 milioni di euro, di cui il 96,3% nei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing. La riduzione rispetto al primo semestre 2004 (610 milioni di euro, pari al 16,6%) è dovuta: (i) al completamento di importanti progetti (in particolare South Pars in Iran, la sezione *onshore* e gli impianti di trattamento sulla costa nell'ambito del progetto Libia Gas, nonché il gasdotto Greenstream); (ii) all'effetto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

Gli investimenti tecnici del semestre hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (1.885 milioni di euro), in particolare in Kazakhstan, Libia, Angola, Egitto e Italia, nonché le attività di ricerca esplorativa (186 milioni di euro); (ii) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto e della rete di distribuzione di gas naturale in Italia (363 milioni di euro); (iii) il proseguimento del programma di costruzione delle centrali di generazione di energia elettrica (124 milioni di euro); (iv) la costruzione dell'impianto di gassificazione dei residui pesanti di lavorazione presso la raffineria di Sannazzaro, interventi di miglioramento dell'efficienza degli impianti, nonché il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa (complessivamente 216 milioni di euro).

Il flusso di cassa del capitale proprio (3.782 milioni di euro) ha riguardato essenzialmente il pagamento del dividendo 2004 di 3.384 milioni di euro da parte dell'Eni SpA, il pagamento dei dividendi da parte della Snam Rete Gas SpA (195 milioni di euro) e di altre società consolidate (7 milioni di euro), nonché l'acquisto di azioni proprie.

Nel periodo 1° gennaio-30 giugno 2005 sono state acquistate 11,55 milioni di azioni proprie per il corrispettivo di 227,6 milioni di euro (in media 19,708 euro per azione).

Gli incassi da dismissione (289 milioni di euro incluso l'indebitamento finanziario netto trasferito di 21 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente la vendita della partecipazione del 28% nella Erg Raffinerie Mediterranee Srl (106 milioni di euro), del 67,05% della Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili (100 milioni di euro incluso l'indebitamento finanziario netto trasferito) e del 100% dell'Acquedotto Vesuviano (16 milioni di euro), nonché la vendita di altre partecipazioni e di immobilizzazioni materiali.

Consiglio di Amministrazione, Collegio Sindacale e attività dei Comitati



Consiglio di Amministrazione

Il 27 maggio 2005 l'Assemblea ha fissato in nove il numero degli amministratori e ha nominato amministratori, per la durata di tre esercizi e comunque fino alla data dell'assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2007, Roberto Poli, Presidente, Alberto Clò, Renzo Costi, Dario Fruscio, Marco Pinto, Marco Reboa, Mario Resca, Paolo Scaroni e Pierluigi Scibetta. Il curriculum degli amministratori è disponibile sul sito internet dell'Eni all'indirizzo www.eni.it.

Il 1° giugno 2005 il Consiglio di Amministrazione ha nominato Paolo Scaroni Amministratore Delegato della Società e ha attribuito al Presidente le deleghe per l'individuazione e la promozione di progetti integrati e di accordi internazionali di rilevanza strategica. Il Consiglio ha conferito all'Amministratore Delegato tutti i poteri di amministrazione della Società con esclusione delle seguenti attribuzioni, oltre a quelle indelegabili a norma di legge, che sono riservate al Consiglio stesso. Il Consiglio:

1. definisce le regole di Corporate Governance aziendale e di Gruppo, ivi inclusi la nomina, la definizione delle funzioni e i regolamenti dei comitati di amministratori;
2. definisce, sulla base delle indicazioni dell'apposito comitato, le linee di indirizzo del sistema di controllo interno e verifica l'adeguatezza nonché le modalità di gestione dei principali rischi aziendali;
3. esamina e approva le linee portanti della struttura societaria e organizzativa di Gruppo verificando l'adeguatezza dell'assetto organizzativo e amministrativo della società e del Gruppo predisposto dall'Amministratore Delegato;
4. stabilisce – su proposta dell'Amministratore Delegato – le linee strategiche e gli obiettivi della società e del Gruppo;
5. esamina e approva i piani pluriennali strategici, industriali e finanziari della società e del Gruppo;
6. esamina e approva i *budget* annuali delle divisioni, della società nonché del consolidato di Gruppo;
7. valuta e approva la documentazione di rendiconto periodico contemplata dalla normativa vigente procedendo al confronto trimestrale dei risultati conseguiti con quelli programmati;
8. valuta il generale andamento della gestione con particolare attenzione alle situazioni di conflitto d'interessi;
9. esamina e approva gli accordi di carattere strategico;
10. riceve dagli amministratori con deleghe un'informativa tempestiva che renda conto al Consiglio dell'attività svolta nell'esercizio delle deleghe loro attribuite nonché riguardo alle operazioni di maggior rilievo, previa definizione dei crite-

ri per la loro identificazione, e alle operazioni atipiche, inusuali o con parti correlate;

11. riceve dai Comitati di amministratori un'informativa periodica sull'attività svolta, previa definizione dei criteri e della periodicità;
12. attribuisce, modifica e revoca le deleghe agli amministratori, definendone i limiti e modalità di esercizio, determinando le retribuzioni connesse alla delega, sentito il Collegio Sindacale. Impartisce direttive agli organi delegati e avoca a sé operazioni rientranti nella delega;
13. approva, sulla base delle indicazioni dell'apposito comitato, l'adozione e l'attuazione dei piani di incentivazione azionaria e stabilisce i criteri per la remunerazione del *top management*;
14. provvede – su proposta dell'Amministratore Delegato e d'intesa con il Presidente – alla nomina, revoca e conferimento dei poteri dei Direttori Generali;
15. delibera sulle operazioni da eseguirsi da parte dell'Eni SpA aventi un significativo rilievo economico, patrimoniale e finanziario ed effettua una previa valutazione di quelle da eseguirsi da parte delle società controllate. In particolare sono oggetto di delibera e/o valutazione del Consiglio:
 - a) le operazioni di acquisizioni, alienazioni, dismissioni, conferimenti di partecipazioni, di aziende o rami d'azienda, di immobili di valore superiore a 50 milioni di euro;
 - b) gli investimenti in immobilizzazioni tecniche di maggior rilevanza per il Gruppo sotto il profilo dell'impatto strategico e dei rischi e in ogni caso quelli di ammontare superiore a 100 milioni di euro, nonché le iniziative di esplorazione e di portafoglio del settore E&P in nuove aree;
 - c) l'erogazione da parte della società e da parte di società controllate di finanziamenti a terzi estranei al Gruppo;
 - d) il rilascio a terzi da parte dell'Eni SpA di garanzie personali e reali, nell'interesse proprio o di società controllate di ammontare superiore a 50 milioni di euro;
 - e) l'erogazione da parte dell'Eni SpA e da parte di società controllate di finanziamenti a società partecipate non controllate nonché il rilascio nell'interesse delle società partecipate di garanzie di ammontare superiore a 50 milioni di euro e, in ogni caso, se l'ammontare non è proporzionale alla quota di partecipazione posseduta;
16. esamina e delibera sulle proposte dell'Amministratore Delegato in ordine all'esercizio di voto e alle designazioni dei membri del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale delle principali controllate;
17. formula tutte le proposte di deliberazioni da sottoporre all'assemblea dei soci.

Nella riunione del 1° giugno sono stati inoltre nominati componenti dei comitati i seguenti amministratori:

Compensation Committee: Mario Resca (Presidente), Marco Pinto, Renzo Costi e Pierluigi Scibetta;

Comitato per il Controllo Interno: Marco Reboa (Presidente), Alberto Clô, Renzo Costi, Marco Pinto e Pierluigi Scibetta;

Osservatorio Petrolifero Internazionale: Alberto Clô (Presidente), Dario Fruscio, Marco Reboa e Paolo Scaroni.



Collegio Sindacale

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. Il curriculum dei sindaci è disponibile sul sito internet dell'Eni.

Il Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 22 marzo 2005, avvalendosi della facoltà concessa dalla SEC nella Rule 10A-3 agli emittenti esteri quotati negli USA, ha individuato nel Collegio Sindacale l'organo che dal 1° giugno 2005 svolgerà, nei limiti consentiti dalla normativa italiana, le funzioni attribuite dal *Sarbanes-Oxley Act* e dalla normativa SEC all'*Audit Committee* degli emittenti USA. Le funzioni sono le seguenti: (i) valutare le proposte delle società di revisione per l'affidamento dell'incarico di revisione contabile e formulare al Consiglio di Amministrazione la raccomandazione in merito alla proposta di nomina, o di revoca, della società di revisione da sottoporre all'Assemblea; (ii) svolgere le attività di supervisione sull'operato della società di revisione incaricata della revisione contabile e della fornitura di servizi di consulenza, di altre revisioni o attestazioni; (iii) formulare raccomandazioni al Consiglio di Amministrazione in merito alla risoluzione delle controversie tra il *management* e la società di revisione concernenti l'informativa finanziaria; (iv) approvare le procedure concernenti: (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla Società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno contabile o di revisione contabile; (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte dei dipendenti della Società di segnalazioni riguardanti tematiche contabili o di revisione discutibili; (v) approvare le procedure per la preventiva autorizzazione dei servizi *non-audit* ammissibili, individuati dal Collegio in modo dettagliato, ed esaminare l'informativa sull'esecuzione dei servizi autorizzati; (vi) valutare le richieste di avvalersi della società incaricata della revisione contabile del bilancio per servizi *non-audit* ammissibili ed esprimere il proprio parere in merito al Consiglio di Amministrazione; (vii) esaminare le comunicazioni periodiche della società di revisione relative: (a) ai criteri e alle prassi contabili critici da utilizzare; (b) ai trattamenti contabili alternativi previsti dai principi contabili generalmente accettati analizzati con il *management*, le conseguenze dell'utilizzo di questi trattamenti alternativi e delle relative informazioni, nonché i trattamenti considerati preferibili dal revisore; (c) a ogni altra rilevante comunicazione scritta intrattenuta dal revisore con il *management*; (viii) esaminare le segnalazioni dell'Amministratore Delegato e del Direttore Amministrativo relative a ogni significativo punto di debolezza nel disegno o nell'esecuzione dei controlli interni che possa inficiare la capa-

cià di registrare, elaborare, riassumere e divulgare informazioni finanziarie e le carenze rilevanti nei controlli interni; (ix) esaminare le segnalazioni dell'Amministratore Delegato e del Direttore Amministrativo relative a qualsiasi frode che abbia coinvolto il personale dirigente o le posizioni rilevanti ai fini del sistema di controllo interno.

Il Collegio potrà incaricare, anche avvalendosi delle strutture della Società, consulenti indipendenti o altri esperti nella misura dallo stesso ritenuta necessaria all'espletamento dei propri compiti.

Il Collegio sarà dotato delle risorse finanziarie dallo stesso ritenute adeguate al pagamento di compensi a consulenti indipendenti o ad altri esperti e delle spese ordinarie ai fini dell'espletamento dei propri compiti.

Il 15 giugno 2005 il Collegio Sindacale ha approvato il Regolamento sullo svolgimento delle funzioni attribuite al Collegio Sindacale dell'Eni ai sensi della normativa statunitense. Il testo del Regolamento è disponibile sul sito internet dell'Eni.



Attività del 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 del primo semestre 2005 si è riunito 9 volte e ha: (i) esaminato il programma di revisione predisposto dalle funzioni di *internal auditing* dell'Eni e delle società del Gruppo; (ii) esaminato e valutato le risultanze degli interventi di *internal auditing* dell'Eni e delle società del Gruppo; (iii) monitorato le iniziative assunte e le risultanze delle azioni poste in essere da società del Gruppo per rimuovere le carenze evidenziate nei rapporti di revisione; (iv) incontrato i massimi livelli delle funzioni amministrative delle principali società controllate, i presidenti dei collegi sindacali e i *partner* responsabili delle società di revisione per l'esame delle connotazioni essenziali dei bilanci dell'esercizio 2004, con particolare riferimento alle operazioni straordinarie e ai rapporti tra i diversi organi incaricati dei controlli nella società e nelle società controllate; (v) esaminato le condizioni necessarie per avvalersi dell'esenzione dalle disposizioni del *Sarbanes-Oxley Act* del 2002 e relative regolamentazioni in materia di *Audit Committee*; (vi) esaminato la proposta di rivisitazione del regolamento del Comitato da sottoporre al Consiglio di Amministrazione; (vii) esaminato l'informativa sull'attività svolta dall'Organismo di Vigilanza costituito ai sensi della legge n. 231; (viii) esaminato le comunicazioni in ottemperanza al documento n. 260 dei principi di revisione "Comunicazione di fatti e circostanze attinenti la revisione ai responsabili delle attività di *governance*"; (ix) monitorato il conferimento di incarichi aggiuntivi o professionali alla società di revisione che esprime il giudizio sul bilancio o a soggetti del relativo *network*, formulando i relativi orientamenti.

Nell'adunanza del 29 giugno 2005 il Consiglio ha approvato il nuovo regolamento del Comitato (il testo è disponibile sul sito internet dell'Eni) per adeguarne il ruolo a quanto previsto dalla delibera consiliare del 22 marzo 2005 che ha individuato nel Collegio Sindacale l'organo che svolge dal 1° giugno 2005, nei limiti consentiti dalla normativa italiana, le funzioni attribuite dal *Sarbanes-Oxley Act* e dalla normativa SEC all'*Audit Committee* degli emittenti USA.



Attività del Compensation Committee

Il *Compensation Committee* ha funzioni propositive nei confronti del Consiglio in materia di remunerazione degli amministratori con deleghe e dei componenti dei comitati di amministratori costituiti dal Consiglio nonché, su indicazioni dell'Amministratore Delegato, in materia di: (i) piani di incentivazione azionaria; (ii) definizione dei criteri per la remunerazione del *top management* del Gruppo; (iii) fissazione degli obiettivi e valutazione dei risultati dei piani di *performance* e incentivazione.

Il *Compensation Committee* nel corso del primo semestre 2005 si è riunito 5 volte e ha: (i) esaminato gli obiettivi del piano di *performance* e incentivazione per l'anno 2005 e i risultati dell'anno 2004; (ii) formulato la proposta al Consiglio di Amministrazione di remunerazione variabile del Presidente e dell'Amministratore Delegato, sulla base dei risultati dell'anno 2004; (iii) formulato la proposta in base alla quale il Consiglio di Amministrazione ha chiesto all'Assemblea l'autorizzazione a disporre di azioni proprie al servizio delle assegnazioni di *stock grant* e *stock option* dell'anno 2005 (v. il paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni"); (iv) formulato la proposta al Consiglio di Amministrazione relativa al trattamento connesso alla risoluzione del rapporto di lavoro subordinato dell'ex Amministratore Delegato Vittorio Mincato; (v) esaminato il trattamento economico e normativo da attribuire all'Amministratore Delegato Paolo Scaroni, assunto dall'Eni con la carica di Direttore Generale, ai fini della definizione della proposta da sottoporre all'approvazione del Consiglio di Amministrazione; (vi) esaminato il posizionamento retributivo del *top management* aziendale e i criteri della politica retributiva annuale, nonché gli schemi dell'assegnazione annuale di *stock grant* e *stock option*, per la formulazione della relativa proposta al Consiglio di Amministrazione.



Attività dell'Osservatorio Petrolifero Internazionale

L'Osservatorio Petrolifero Internazionale ha il compito di monitorare l'andamento dei mercati petroliferi e di approfondirne i diversi aspetti.

L'Osservatorio Petrolifero Internazionale nel corso del primo semestre 2005 si è riunito 3 volte. Le riunioni hanno riguardato: (i) l'impostazione dell'attività, volta ad analizzare le nuove tendenze che emergono nel mondo dell'*oil & gas*; (ii) l'analisi approfondita della situazione cinese in termini di prospettive di mercato e di effetti sullo scenario competitivo dell'industria petrolifera; (iii) l'esame della struttura e delle dinamiche dei mercati del petrolio e del gas naturale, per la redazione degli scenari energetici che saranno posti a base del prossimo Piano strategico del Gruppo.



Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute dall'Eni con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate 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 state compiute nell'interesse delle imprese dell'Eni.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria con le parti correlate e la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti sono evidenziate nella nota integrativa del bilancio consolidato (nota n. 34).

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

L'Assemblea degli Azionisti del 27 maggio 2005 ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre di 2.785.000 azioni proprie non utilizzate nell'ambito delle assegnazioni annuali del Piano di *stock option* 2002-2004 insieme a 4.258.400 azioni proprie disponibili per il Piano di *stock grant* 2003-2005 e a porre le complessive 7.043.400 azioni proprie al servizio delle assegnazioni di *stock grant* e di *stock option* dell'anno 2005 secondo la seguente ripartizione:

- fino a un massimo di 1.600.000 azioni proprie da assegnare a titolo gratuito;
- fino a un massimo di 5.443.400 azioni proprie al servizio dell'assegnazione di *stock option*.

Stock grant

Nel bilancio 2004 dell'Eni sono state date informazioni in ordine alle caratteristiche dei Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni sotto forma di *stock grant* che vengono offerte in sottoscrizione/assegnate dopo tre anni. Di seguito sono fornite le informazioni aggiornate al 6 settembre 2005 relative: (i) agli impegni di offerta in sottoscrizione a titolo gratuito di azioni Eni, alle azioni sottoscritte e agli impegni decaduti relativi al Piano 2002; (ii) agli impegni all'assegnazione a titolo gratuito di azioni proprie in portafoglio, alle azioni assegnate e agli impegni decaduti relativi al Piano 2003-2005 - Assegnazioni 2003, 2004 e 2005.

Piano 2002

Anno	N. dirigenti	N. azioni
2002	770	1.037.200
Al 6 settembre 2005		
Azioni sottoscritte		(1.025.800)
Impegni decaduti		(11.400)
Impegni in essere (scadenza 2005)		-

Piano 2003-2005

Anno	N. dirigenti	N. azioni
2003	816	1.206.000
2004	779	1.035.600
2005 ⁽¹⁾	872	1.303.400
		3.545.000
Al 6 settembre 2005		
Azioni assegnate		(271.400)
Impegni decaduti		(11.600)
Impegni in essere		3.262.000
di cui:		
- con scadenza 2006		1.062.000
- con scadenza 2007		952.800
- con scadenza 2008		1.247.200

(1) Il Consiglio di Amministrazione con delibera del 29 giugno 2005 ha approvato il Piano di *stock grant* - Assegnazione 2005 che prevede l'impegno ad assegnare a titolo gratuito fino a un massimo di 1,6 milioni di azioni proprie in portafoglio.

Stock option

Nel bilancio 2004 dell'Eni sono state date informazioni in ordine alle caratteristiche del Piano di *stock option* 2002-2004 che prevede l'assegnazione annuale di diritti di opzione, da esercitarsi dopo tre anni, ad acquistare azioni proprie in portafoglio nel rapporto di 1 a 1. Di seguito sono fornite le informazioni aggiornate al 6 settembre 2005 relative ai diritti di opzione assegnati, ai prezzi di esercizio delle opzioni, alle opzioni esercitate e alle opzioni decadute nel periodo 2002-2005.

Anno	N. dirigenti	Prezzo di esercizio (euro)	N. opzioni
2002	314	15,216 ⁽¹⁾	3.518.500
2003	376	13,743 ⁽²⁾	4.703.000
2004	381	16,576 ⁽¹⁾	3.993.500
2005 ⁽³⁾	387	22,509 ⁽¹⁾	4.807.000
			17.022.000
Al 6 settembre 2005			
Opzioni esercitate			
2002			(2.102.500)
2003			(487.500)
2004			(254.000)
2005			(-)
			(2.844.000)
Opzioni decadute			
2002			(79.500)
2003			(22.500)
2004			(13.500)
2005			(-)
			(115.500)
Opzioni in essere			
2002			1.336.500
2003			4.193.000
2004			3.726.000
2005			4.807.000
			14.062.500

(1) Media aritmetica dei prezzi ufficiali sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente l'assegnazione.

(2) Costo medio delle azioni proprie in portafoglio il giorno precedente la data di assegnazione (superiore alla media di cui alla nota 1).

(3) Il Consiglio di Amministrazione con delibera del 29 giugno 2005 ha approvato il Piano di *stock option* - Assegnazione 2005 che prevede l'assegnazione fino a un massimo di 5.443.400 diritti per l'acquisto di un corrispondente numero di azioni proprie in portafoglio.

Azioni proprie

Il 27 maggio 2005 l'Assemblea degli azionisti dell'Eni, al fine di accrescere il valore per l'Azionista, ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del codice civile, a proseguire, per un periodo di 18 mesi dalla data di deliberazione assembleare, nel programma di acquisto di azioni proprie fino a raggiungere il massimo di 400 milioni di azioni del valore nominale di un euro e fino all'ammontare complessivo massimo di 5,4 miliardi di euro, comprensivi delle azioni in portafoglio alla data dell'Assemblea. Gli acquisti sono effettuati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA per prezzo non inferiore al loro valore nominale e non superiore del 5% rispetto al prezzo di riferimento registrato nel giorno di borsa precedente ogni singolo acquisto.

Le azioni proprie in portafoglio alla data del 6 settembre 2005 sono analizzate nella tabella seguente:

Periodo	Numero azioni	Costo medio (euro)	Costo complessivo (milioni di euro)	Capitale sociale (%)
Acquisti:				
anno 2000 (dal 1° settembre)	44.381.500	12,924	574	1,11
anno 2001	109.999.326	13,584	1.494	2,75
anno 2002	52.256.742	14,743	771	1,30
anno 2003	23.944.898	13,761	329	0,60
anno 2004	4.230.235	16,597	70	0,10
2005 (al 6 settembre)	12.100.237	19,873	240	0,30
Azioni proprie acquistate al 6 settembre 2005	246.912.938	14,087	3.478	6,16
a dedurre azioni proprie:				
- assegnate a ex azionisti Snam SpA	13			
- assegnate a titolo gratuito in applicazione dei piani di <i>stock grant</i>	271.400			
- vendute in applicazione dei piani di <i>stock option</i>	2.844.000			
Azioni proprie in portafoglio al 6 settembre 2005	243.797.525			6,09

Il capitale sociale al 6 settembre 2005 ammonta a 4.005.358.876 euro. Alla stessa data le azioni in circolazione sono 3.761.561.351.



Indagini della Magistratura

Relativamente alle indagini della Magistratura milanese sugli appalti commessi dalla controllata EniPower e sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower, nonché della Procura della Repubblica di Roma sui rapporti tra l'Eni e due società operanti nel *trading* internazionale di prodotti petroliferi non sono stati registrati sviluppi rispetto a quanto rappresentato nel bilancio consolidato dell'Eni per l'esercizio 2004.



Consorzio TSKJ - Indagini della SEC e di altre Autorità

La *Securities and Exchange Commission* degli USA (SEC) ha notificato all'Eni nel giugno 2004 una richiesta di collaborazione volontaria, cui l'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 100%) 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.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

Evoluzione prevedibile della gestione

Le previsioni sull'andamento nel 2005 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività dell'Eni sono le seguenti:

- *produzione giornaliera di idrocarburi*: in aumento rispetto al 2004 (1,62 milioni di boe/giorno), in linea con il tasso medio di incremento annuo programmato nel periodo 2004-2008 (superiore al 5%) che tiene conto degli effetti del declino produttivo di giacimenti maturi. La maggiore produzione sarà realizzata all'estero (in particolare in Libia, Angola, Iran, Algeria e Kazakhstan) per effetto dell'entrata a regime dei giacimenti avviati nell'ultima parte del 2004 e degli avvii programmati nel 2005;
- *volumi venduti di gas naturale*: in crescita di circa il 4% rispetto al 2004 (84,45 miliardi di metri cubi⁸) per effetto dell'incremento atteso nei mercati nel resto d'Europa (+10%), in particolare in Spagna, Turchia, Germania e Francia, nonché nelle vendite a importatori in Italia. In Italia le vendite di gas naturale sono previste in diminuzione per effetto della pressione competitiva, il cui impatto sarà parzialmente attenuato dalla crescita degli impieghi di gas nella produzione di energia elettrica delle centrali EniPower;
- *produzione venduta di energia elettrica*: in aumento di circa il 50% (13,85 terawattora nel 2004) per effetto dell'entrata in marcia commerciale di circa 3 gigawatt di capacità di generazione riferiti ai nuovi gruppi di potenza presso i siti di Brindisi e Mantova, nonché alla piena marcia commerciale dei gruppi installati nel 2004 a Ravenna, Ferrera Erbognone e Mantova. A fine esercizio la capacità complessiva installata di generazione elettrica è prevista di circa 4,3 gigawatt (3,3 gigawatt al 31 dicembre 2004);
- *lavorazioni in conto proprio*: stabili (37,68 milioni di tonnellate nel 2004), le maggiori lavorazioni previste sulle raffinerie di Taranto e Livorno e su raffinerie di terzi consentiranno di compensare l'impatto della fermata per manutenzione della raffineria di Porto Marghera nei primi mesi del 2005, nonché della ridotta attività della raffineria di Gela dovuta ai danni della mareggiata di fine 2004. È previsto che il tasso di utilizzo della capacità bilanciata rimanga invariato al 100%;
- *vendite di prodotti petroliferi*: sulla rete a marchio Agip in Italia sono previste sostanzialmente in linea con il 2004 (8,89 milioni di tonnellate), nonostante la flessione dei consumi nazionali. Nel resto d'Europa prosegue il *trend* di crescita dei volumi, anche per effetto delle acquisizioni.

Nel 2005 sono previsti investimenti tecnici di circa 7,5 miliardi di euro, di cui circa il 96% riguarderà i settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing.

(8) Include i volumi di gas per autoconsumi e la quota Eni delle vendite di società collegate e di imprese rilevanti.



Situazione contabile consolidata dell'Eni
al 30 giugno
2005

applicazione degli *ifrs*

Di seguito sono indicati:

- i prospetti di riconduzione agli *IFRS* dello stato patrimoniale al 30 giugno 2004 e del conto economico del primo semestre 2004;
- i prospetti di riconciliazione del patrimonio netto e del risultato netto del primo semestre 2004 con quelli risultanti dall'applicazione degli *IFRS*;
- la natura delle principali rettifiche.

■ Prospetti di riconduzione agli *IFRS* dello stato patrimoniale al 30 giugno 2004 e del conto economico del primo semestre 2004

Di seguito è indicata la riconduzione agli *IFRS* delle diverse voci dello stato patrimoniale e del conto economico della relazione semestrale 2004 che è stata oggetto di revisione contabile limitata da parte della PricewaterhouseCoopers SpA.

□ Stato patrimoniale al 30 giugno 2004

(milioni di euro)	Relazione semestrale 2004	Esclusione Salpeim	Esclusione joint venture	Pro-forma	Rettifiche	IFRS
ATTIVITÀ						
Attività correnti						
Disponibilità liquide ed equivalenti	1.800	(274)	(152)	1.374		1.374
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	1.332	(22)		1.310		1.310
Crediti commerciali e altri crediti	11.612	(354)	24	11.282	129	11.411
Rimanenze	2.548	(344)	(18)	2.186	614	2.800
Attività per imposte correnti	677	(64)	(28)	585		585
Altre attività	452	(78)	(37)	337		337
	18.421	(1.136)	(211)	17.074	743	17.817
Attività non correnti						
Immobili, impianti e macchinari	38.377	(1.703)	(325)	36.349	3.196	39.545
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	645			645	284	929
Investimenti immobiliari	6			6		6
Attività immateriali	3.490	(828)		2.662	38	2.700
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.795	600	382	3.777	38	3.815
Altre partecipazioni	456	(5)		451		451
Altre attività finanziarie	1.075	230	4	1.309		1.309
Attività per imposte anticipate	1.866	(23)		1.843	983	2.826
Altre attività	1.531	(27)	(201)	1.303	58	1.361
	50.241	(1.756)	(140)	48.345	4.597	52.942
TOTALE ATTIVITÀ	68.662	(2.892)	(351)	65.419	5.340	70.759
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO						
Passività correnti						
Passività finanziarie a breve termine	6.995	12	22	7.029		7.029
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	775		(3)	772		772
Debiti commerciali e altri debiti	10.253	(1.529)	(234)	8.490	5	8.495
Passività per imposte correnti	2.793	(80)	(9)	2.704		2.704
Altre passività	403	(27)	(7)	369		369
	21.219	(1.624)	(231)	19.364	5	19.369
Passività non correnti						
Passività finanziarie a lungo termine	7.831	(319)	(4)	7.508	(97)	7.411
Fondi per rischi e oneri	5.986	(107)	(3)	5.876	(305)	5.571
Fondi per benefici ai dipendenti	768	(67)	(2)	699	180	879
Passività per imposte differite	2.572		(111)	2.461	2.256	4.717
Altre passività	738	17		755	43	798
	17.895	(476)	(120)	17.299	2.077	19.376
TOTALE PASSIVITÀ	39.114	(2.100)	(351)	36.663	2.082	38.745
PATRIMONIO NETTO						
Capitale e riserve di terzi azionisti	1.853	(792)		1.061	1.087	2.148
Patrimonio netto dell'Eni	27.695 ⁽¹⁾			27.695	2.171	29.866
TOTALE PATRIMONIO NETTO	29.548	(792)		28.756	3.258	32.014
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	68.662	(2.892)	(351)	65.419	5.340	70.759

(1) Al netto delle azioni proprie in portafoglio alla stessa data di 3.206 milioni di euro (gli IFRS prevedono l'indicazione delle azioni proprie in deduzione del patrimonio netto).

□ Conto economico primo semestre 2004

(milioni di euro)	Semestrale 2004	Esclusione Saipem	Esclusione Joint venture	Riclassifica componenti straordinarie	Pro-forma	Rettifiche	IFRS
Ricavi della gestione caratteristica	28.230	(1.625)	(284)		26.321	85	26.406
Altri ricavi e proventi	539	(23)	(2)	37	551	4	555
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(18.986)	1.051	217	(183)	(17.901)	279	(17.622)
Costo lavoro	(1.604)	351	18	(21)	(1.256)	3	(1.253)
Ammortamenti e svalutazioni	(2.397)	118	23		(2.256)	(92)	(2.348)
Utile operativo	5.782	(128)	(28)	(167)	5.459	279	5.738
Proventi (oneri) finanziari netti	(49)	22	(4)		(31)	(31)	(62)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	156	31	13	514	714	(140)	574
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	5.889	(75)	(19)	347	6.142	108	6.250
Oneri straordinari netti	347			(347)			
Utile prima delle imposte	6.236	(75)	(19)		6.142	108	6.250
Imposte sul reddito	(2.490)	28	19		(2.443)	(256)	(2.699)
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	3.746	(47)			3.699	(148)	3.551
Utile di terzi azionisti	(322)	47			(275)	89	(186)
Utile netto	3.424				3.424	(59)	3.365

■ Prospetti di riconciliazione del patrimonio netto e del risultato netto del primo semestre 2004 con quello risultante dall'applicazione degli IFRS

La riconciliazione del patrimonio netto della relazione semestrale 2004, incluse le interessenze dei terzi azionisti, con quello risultante dall'applicazione degli IFRS è la seguente:

□ Riconciliazione del patrimonio netto della relazione semestrale 2004

(milioni di euro)

Riferimento (*)		
	Patrimonio netto al 30 giugno 2004	29.548
1.	Diverse vite utili gasdotti, centrali di compressione, reti di distribuzione e altri beni	1.520
2.	Diverso criterio di iscrizione delle imposte anticipate	1.066
3.	Applicazione del metodo del costo medio ponderato anziché del LIFO	582
4.	Diverso criterio di imputazione all'attivo patrimoniale degli oneri finanziari	395
5.	Diversi criteri di iscrizione dei fondi per rischi e oneri	220
6.	Effetto dell'imputazione all'attivo patrimoniale dei costi di smantellamento e ripristino siti	185
7.	Underlifting	99
8.	Storno della differenza tra il valore nominale e il valore attuale delle imposte differite su <i>business combination</i>	(506)
9.	Rettifica immobilizzazioni materiali e immateriali	(167)
10.	Benefici a favore dei dipendenti	(76)
11.	Effetti sulle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto	38
12.2	Ammortamento avviamento	36
	Altre rettifiche nette	(134)
		3.258
	Esclusione Saipem	(792)
	Variazione netta	2.466
	Patrimonio netto a principi IFRS	32.014

(*) Il numero richiama il riferimento all'illustrazione indicata nel paragrafo successivo "Natura delle principali rettifiche".

□ Riconciliazione dell'utile netto di Gruppo della relazione semestrale 2004

La riconciliazione dell'utile netto di Gruppo della relazione semestrale 2004 con quello risultante dall'applicazione degli *IFRS* è la seguente:

(milioni di euro)

Riferimento (*)	Utile netto di Gruppo del primo semestre 2004 a principi contabili italiani	3.424
1.	Diverse vite utili gasdotti, centrali di compressione, reti di distribuzione e altri beni	(52)
2.	Diverso criterio di iscrizione delle imposte anticipate	(172)
3.	Applicazione del metodo del costo medio ponderato anziché del <i>LIFO</i>	103
4.	Diverso criterio di imputazione all'attivo patrimoniale degli oneri finanziari	
5.	Diversi criteri di iscrizione dei fondi per rischi e oneri	(14)
6.	Effetto dell'imputazione all'attivo patrimoniale dei costi di smantellamento e ripristino siti	33
7.	<i>Underlifting</i>	36
8.	Storno della differenza tra il valore nominale e il valore attuale delle imposte differite su <i>business combination</i>	20
9.	Rettifica immobilizzazioni materiali e immateriali	5
10.	Benefici a favore dei dipendenti	2
11.	Effetti sulle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto	79
12.	Altre variazioni del risultato 2004 a principi <i>IFRS</i>	(174)
12.1	Rettifica plusvalenza su cessione 9,054% di Snam Rete Gas	(211)
12.2	Ammortamento avviamento	37
	Altre rettifiche nette	(14)
	Effetto delle rettifiche <i>IFRS</i> sull'utile di terzi azionisti ⁽¹⁾	89
	Variazione netta	(59)
	Utile netto di Gruppo a principi <i>IFRS</i>	3.365

(*) Il numero richiama il riferimento all'illustrazione indicata nel paragrafo successivo "Natura delle principali rettifiche".

(1) La rettifica è conseguente all'attribuzione ai terzi azionisti della quota loro spettante degli effetti dell'adeguamento agli *IFRS*.

■ Natura delle principali rettifiche

Di seguito è indicata la natura delle principali rettifiche al 1° gennaio 2004 effettuate allo stato patrimoniale del bilancio 2003 in applicazione degli *IFRS*; gli effetti di queste rettifiche si riflettono sul conto economico del primo semestre 2004 e sullo stato patrimoniale al 30 giugno 2005.

1. Diverse vite utili gasdotti, centrali di compressione, reti di distribuzione e altri beni

La rettifica riguarda essenzialmente i gasdotti, le centrali di compressione e le reti di distribuzione che fino al bilancio dell'esercizio 1999 sono stati ammortizzati, seguendo la prassi diffusa in Italia, con le aliquote massime fiscalmente consentite (rispettivamente 10%, 10% e 8%) sia a livello di bilancio di esercizio, sia a livello di bilancio consolidato. Nei bilanci consolidati redatti secondo gli *U.S. GAAP* questi beni sono stati invece ammortizzati con l'aliquota del 4% sulla base della stima della vita utile utilizzata nella prassi internazionale di 25 anni.

La vita utile dei gasdotti, delle centrali di compressione e delle reti di distribuzione è stata modificata nel 2000 per effetto della determinazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle tariffe di vendita che considerano la vita tecnica dei gasdotti in 40 anni, delle centrali di compressione in 25 anni e delle reti di distribuzione in 50 anni. In relazione a ciò, considerando questa modifica delle vite utili come una revisione di precedenti stime, a partire dall'esercizio 2000 il valore dei beni, al netto del fondo ammortamento al 31 dicembre 1999, è stato ammortizzato sulla base della loro vita utile residua sia ai fini *Italian GAAP* sia ai fini *U.S. GAAP*.

In sede di prima applicazione degli *IFRS*, l'adozione del metodo *retrospective* comporta l'adozione dei nuovi principi, utilizzando le informazioni disponibili alla data in cui si sono verificati i singoli eventi di gestione, come se fossero stati sempre applicati. In relazione a ciò, i valori di iscrizione dei gasdotti, delle centrali di compressione e delle reti di distribuzione al 1° gennaio 2004 sono stati rideterminati utilizzando sino all'esercizio 1999 quel-

la adottata a livello internazionale di 25 anni; dall'esercizio 2000 il valore residuo è ammortizzato secondo le stime delle vite utili definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Coerentemente, il valore di iscrizione delle navi metaniere al 1° gennaio 2004 è stato rideterminato per effetto della revisione della loro vita utile utilizzando fino all'esercizio 2001 quella utilizzata a livello internazionale di 20 anni; dall'esercizio 2002 il valore residuo è ammortizzato secondo la stima della vita utile di 30 anni definita a seguito del loro conferimento dalla Snam SpA alla LNG Shipping SpA.

Rileva inoltre la circostanza che secondo la prassi contabile italiana il valore di immobilizzazioni complesse è suddiviso in base alle diverse categorie fiscali di appartenenza individuate dalle tabelle dei coefficienti di ammortamento emesse con decreto ministeriale. Secondo gli *IFRS* le singole componenti di un'immobilizzazione complessa, caratterizzate da vite utili differenti, sono rilevate separatamente per essere ammortizzate coerentemente alla loro durata; i terreni, non oggetto di ammortamento, sono rilevati separatamente anche quando acquistati congiuntamente ai fabbricati.

L'adeguamento ha determinato l'aumento delle immobilizzazioni materiali di 2.563 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto (1.570 milioni di euro) e alle passività per imposte differite (993 milioni di euro).

2. Diverso criterio di iscrizione delle imposte anticipate

La rettifica del patrimonio netto è riferita in particolare ai seguenti aspetti.

2.1 Iscrizione imposte anticipate su rivalutazione dei beni (legge 342/2000)

Secondo i principi contabili italiani l'iscrizione di imposte anticipate è effettuata quando esiste la "ragionevole certezza" del loro recupero.

Secondo gli *IFRS* l'iscrizione di imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è considerato "probabile" (un evento è considerato "probabile" quando è più verosimile che si verifichi piuttosto che il contrario).

Nel 2000 la Snam SpA, ora incorporata dall'Eni SpA, ha effettuato la rivalutazione dei beni prevista dalla legge 342/2000 allineando il valore contabile degli stessi al loro valore normale. Sull'ammontare della rivalutazione riferita ai beni ammortizzabili è stata pagata l'imposta sostitutiva del 19% ottenendo così il riconoscimento fiscale della rivalutazione stessa. I beni relativi all'attività di trasporto sono stati conferiti nel 2001 a Snam Rete Gas SpA. La rivalutazione non ha avuto effetti sul bilancio consolidato; in relazione a ciò, si è venuta a determinare una differenza temporanea tra il valore fiscalmente riconosciuto e il valore iscritto nel bilancio consolidato su cui, in applicazione dei principi contabili di riferimento, sono state stanziare imposte anticipate che al 31 dicembre 2003 ammontavano a 629 milioni di euro corrispondenti al 19%¹ degli ammortamenti previsti nel piano quadriennale 2004-2007 sulla differenza temporanea deducibile.

Secondo gli *IFRS*, sull'intera differenza temporanea vanno rilevate le imposte anticipate adottando l'aliquota corrente (37,25%).

L'applicazione del principio ha determinato l'aumento delle attività per imposte anticipate di 828 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto.

2.2 Iscrizione imposte anticipate su rimanenze Stogit

Nel 2003 la Stoccaggi Gas Italia SpA, avvalendosi della facoltà concessa dalla legge 28 dicembre 2001, n. 448, ha proceduto al riallineamento dei valori fiscali ai maggiori valori civilistici dei beni conferitigli. Nel bilancio consolidato i beni oggetto di conferimento nella Stoccaggi Gas Italia SpA sono stati mantenuti al loro valore storico; il riallineamento dei valori fiscali ai valori civilistici ha determinato nel bilancio consolidato una differenza temporanea rispetto ai valori fiscalmente riconosciuti sulla quale sono state iscritte imposte anticipate di 287 milioni di euro. Parte della differenza temporanea riguarda le rimanenze di gas naturale; tenuto conto dell'indeter-

(1) Tenuto conto del successivo conferimento dei beni alla controllata Snam Rete Gas SpA, la differenza temporanea è stata considerata nella sostanza assimilabile a quella generata dall'eliminazione degli utili interni; in applicazione dei principi contabili italiani l'aliquota adottata del 19% è pari all'imposta pagata dalla conferente e non a quella che la conferitaria Snam Rete Gas SpA può recuperare.

minatezza dell'esercizio di recupero del risparmio di imposta (al termine della concessione, sempreché non sia rinnovata), nel bilancio 2003 non vennero rilevate imposte anticipate su tale differenza temporanea.

L'applicazione del principio ha determinato l'iscrizione all'attivo patrimoniale di attività per imposte anticipate, in contropartita al patrimonio netto, di 259 milioni di euro.

2.3 Altri effetti del diverso criterio di iscrizione di imposte anticipate

L'applicazione del criterio del recupero "probabile" in luogo della "ragionevole certezza" ad altre differenze temporanee deducibili ha determinato l'iscrizione all'attivo patrimoniale di attività per imposte anticipate di 146 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto.

3. Applicazione del metodo del costo medio ponderato anziché del LIFO

Secondo i principi contabili italiani il costo delle rimanenze può essere determinato con il metodo del costo medio ponderato oppure con il metodo *FIFO* o *LIFO*. L'Eni nella valutazione delle rimanenze di greggi, di gas naturale e di prodotti petroliferi sino al bilancio 2004 ha adottato il metodo *LIFO* a scatti annuali.

Gli *IFRS* non consentono l'applicazione del metodo *LIFO*; sono ammessi il *FIFO* e il costo medio ponderato.

L'applicazione del costo medio ponderato su base trimestrale ai greggi, al gas naturale e ai prodotti petroliferi ha determinato la rettifica in aumento del valore delle rimanenze di 764 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto (479 milioni di euro) e alle passività per imposte differite (285 milioni di euro).

Con l'applicazione del metodo *LIFO* la variazione del prezzo del greggio e dei prodotti petroliferi non aveva effetto nella valutazione delle rimanenze, salvo nel caso di riduzione dei volumi. Con l'adozione del costo medio ponderato la variazione del prezzo del greggio e dei prodotti petroliferi ha una diretta influenza con la rilevazione di utili o perdite di magazzino derivanti dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato.

4. Diverso criterio di imputazione alle attività materiali e immateriali degli oneri finanziari

Secondo i principi contabili italiani gli oneri finanziari sono iscritti alle attività materiali e immateriali limitatamente alla parte non coperta dall'autofinanziamento, dall'apporto di mezzi propri ovvero da contributi di terzi.

Gli *IFRS* quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, consentono l'imputazione alle attività materiali e immateriali degli oneri finanziari sostenuti che si sarebbero potuti risparmiare se l'investimento non fosse stato fatto.

L'applicazione del principio ha determinato la rettifica in aumento delle immobilizzazioni materiali di 615 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto (394 milioni di euro) e alle passività per imposte differite (221 milioni di euro).

5. Diversi criteri di iscrizione dei fondi per rischi e oneri

Secondo i principi contabili italiani nei fondi per rischi e oneri si comprendono costi e oneri di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati o l'ammontare o la data di sopravvenienza. I fondi per rischi e oneri non sono oggetto di attualizzazione.

Secondo gli *IFRS* i fondi per rischi e oneri sono accantonati esclusivamente in presenza di un'obbligazione attuale considerata "probabile" conseguente a eventi verificatisi entro la data di chiusura del bilancio derivanti da obbligazioni legali, contrattuali, oppure da dichiarazioni o comportamenti dell'impresa che determinano valide aspettative nelle persone coinvolte (obbligazioni implicite) e sempreché l'ammontare della passività possa essere determinata in modo attendibile. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e la data degli esborsi connessi all'obbligazione può essere determinata in modo attendibile, il costo stimato è oggetto di attualizzazione al tasso rappresentativo del costo del denaro per l'impresa.

Relativamente agli accantonamenti ai fondi per incentivi all'esodo, secondo gli IFRS è necessaria l'esistenza di un piano dettagliato formalizzato che indichi almeno le attività, le localizzazioni, le categorie e il numero approssimativo dei dipendenti interessati dalla ristrutturazione; il piano deve essere avviato o adeguatamente comunicato alle parti interessate entro la data di chiusura dell'esercizio generando la valida aspettativa che l'impresa adempirà all'obbligazione assunta.

Relativamente ai fondi per rischi catastrofali, la Padana Assicurazioni SpA, in applicazione delle disposizioni previste dal decreto del Ministero dell'industria, commercio e artigianato del 15 giugno 1984, effettua stanziamenti integrativi a fronte di rischi di terremoto, maremoto, eruzione vulcanica e fenomeni connessi. Questi stanziamenti integrativi, in assenza di un'obbligazione attuale non sono ammessi dagli IFRS.

Relativamente ai fondi manutenzioni cicliche, secondo gli IFRS questi costi, poiché non rappresentativi di obbligazioni attuali, sono iscritti all'attivo patrimoniale come componente distinta del bene principale nell'esercizio in cui sono sostenuti e sono inclusi nel processo di ammortamento considerando una vita utile appropriata.

In relazione all'assenza di un'obbligazione attuale, l'applicazione del principio ha determinato lo storno dei fondi per rischi e oneri di 285 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto (227 milioni di euro), alle passività per imposte differite (36 milioni di euro) e alla riduzione delle altre attività (22 milioni di euro) riferita alla parte dei rischi oggetto di riassicurazione.

6. Effetto dell'imputazione all'attivo patrimoniale dei costi di smantellamento e ripristino siti

Secondo i principi contabili italiani gli oneri connessi allo smantellamento e al ripristino siti sono accantonati annualmente a uno specifico fondo in modo da far coincidere il rapporto tra gli accantonamenti effettuati e il costo complessivamente previsto alla percentuale di ammortamento dell'investimento cui si riferiscono. In particolare nel settore Exploration & Production, i costi che si prevede di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono accantonati in modo che il rapporto tra il fondo e l'ammontare dei costi previsti corrisponda al rapporto tra la produzione cumulata a fine periodo e le riserve certe sviluppate a fine periodo incrementate delle produzioni cumulate.

Secondo gli IFRS i costi stimati per lo smantellamento, la rimozione dell'attività e la bonifica del sito da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture sono iscritti in uno specifico fondo in contropartita alle immobilizzazioni cui si riferiscono; quando l'effetto finanziario del tempo assume rilevanza, il costo stimato è iscritto sulla base del valore attuale dei costi da sostenere applicando il tasso rappresentativo del costo del denaro per l'impresa. Il costo attribuito alle diverse componenti significative dell'immobilizzazione è imputato a conto economico mediante il processo di ammortamento. Il fondo, e conseguentemente il valore di iscrizione delle immobilizzazioni, è periodicamente aggiornato per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione.

L'applicazione del principio ha determinato l'aumento delle immobilizzazioni materiali di 254 milioni di euro, del patrimonio netto di 152 milioni di euro, delle passività per imposte differite di 158 milioni di euro, nonché la riduzione del fondo smantellamento e ripristino siti di 56 milioni di euro.

7. Underlifting

Nel settore Exploration & Production gli accordi di *joint venture* regolano, tra l'altro, i diritti di ciascun partecipante a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo.

Il ritiro da parte di un *partner* di una quantità di produzione superiore rispetto alla quota di spettanza determina da parte dell'avente diritto la rilevazione di un credito nei suoi confronti.

Secondo i principi contabili italiani il credito è valorizzato al costo di produzione; secondo gli IFRS il credito è valorizzato ai prezzi correnti alla chiusura dell'esercizio.

L'applicazione del principio ha determinato l'aumento delle altre attività di 78 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto (61 milioni di euro) e alle passività per imposte differite (17 milioni di euro).

8. Storno della differenza tra il valore nominale e il valore attuale delle imposte differite su business combination

Secondo i principi contabili italiani la differenza tra la componente di fiscalità latente attualizzata inclusa nella determinazione del *fair value* delle attività nette acquisite e le connesse passività per imposte differite rilevate al valore nominale (“differenza”) rappresenta concettualmente un risconto attivo.

Secondo gli *IFRS* questa differenza è attribuita alla voce “Avviamento”; tuttavia in sede di prima applicazione l’avviamento può essere rettificato esclusivamente in presenza di determinate circostanze non applicabili alla fattispecie. In relazione a ciò, la differenza è oggetto di storno perché non può considerarsi un’attività ai fini *IFRS*.

L’applicazione del principio ha determinato la riduzione del patrimonio netto di 514 milioni di euro in contropartita alle attività per imposte anticipate.

9. Rettifica immobilizzazioni materiali e immateriali

La rettifica del patrimonio netto è riferita in particolare ai seguenti aspetti.

9.1 Immobilizzazioni immateriali

Secondo i principi contabili italiani i costi per operazioni societarie straordinarie, i costi per l’avvio o l’ampliamento di attività produttive e i costi di costituzione e di aumento del capitale sociale possono essere imputati all’attivo patrimoniale.

Gli *IFRS* prevedono l’imputazione a conto economico di questi costi, salvo i costi di costituzione e di aumento del capitale sociale dell’impresa consolidante che sono iscritti a riduzione del patrimonio netto tenuto conto del relativo effetto fiscale.

Secondo i principi contabili italiani i costi di sviluppo del *software* possono essere imputati a determinate condizioni all’attivo patrimoniale. Gli *IFRS* prevedono condizioni più stringenti per la loro imputazione all’attivo patrimoniale.

L’applicazione dei principi ha determinato lo storno di immobilizzazioni immateriali di 91 milioni di euro in contropartita alla riduzione del patrimonio netto (58 milioni di euro) e all’iscrizione di attività per imposte anticipate (33 milioni di euro).

9.2 Rivalutazioni dei beni

Secondo i principi contabili italiani la rivalutazione delle immobilizzazioni materiali è consentita in conformità a specifiche disposizioni di legge nel limite del loro valore recuperabile.

Secondo gli *IFRS* non sono ammesse rivalutazioni delle immobilizzazioni materiali in applicazione di disposizioni di legge.

L’applicazione del principio ha determinato la rettifica in diminuzione delle immobilizzazioni materiali di 75 milioni di euro in contropartita alla riduzione del patrimonio netto (54 milioni di euro) e all’iscrizione di attività per imposte anticipate (21 milioni di euro). La riduzione dell’attivo patrimoniale considera la rideterminazione sulla base del costo storico delle plusvalenze/minusvalenze da cessione e del ricalcolo degli ammortamenti sino al 31 dicembre 2003.

9.3 Costi di pre-sviluppo

Secondo i principi contabili italiani gli oneri connessi a studi, ricerche e indagini preliminari sostenuti al fine di verificare differenti ipotesi di sviluppo operativo del giacimento sono imputati all’attivo patrimoniale tra le immobilizzazioni materiali.

Secondo gli *IFRS* questi costi sono assimilati alle spese di esplorazione che l’Eni imputa a conto economico nell’esercizio in cui sono sostenuti.

L’applicazione del principio ha determinato lo storno dei costi di pre-sviluppo imputati all’attivo patrimoniale di 71 milioni di euro in contropartita alla riduzione del patrimonio netto (54 milioni di euro) e all’iscrizione di attività per imposte anticipate (17 milioni di euro).

10. Benefici a favore dei dipendenti

Secondo i principi contabili italiani i benefici successivi al rapporto di lavoro sono rilevati per competenza durante il periodo di rapporto di lavoro dei dipendenti, in conformità alla legislazione e ai contratti di lavoro applicabili.

Secondo gli IFRS i benefici successivi al rapporto di lavoro (es. pensioni, assicurazioni sulla vita e assistenza medica successivi al rapporto di lavoro, etc.) sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi “a contributi definiti” e programmi “a benefici definiti”. Nei programmi a contributi definiti l’obbligazione dell’impresa è limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un’entità giuridicamente distinta (cd. fondo).

I programmi a benefici definiti sono piani previdenziali, assicurativi e assistenziali che prevedono l’obbligazione dell’impresa, anche implicita (v. punto 5), di concedere i benefici non formalizzati a favore degli ex dipendenti². Gli oneri connessi (attualizzati), determinati sulla base di ipotesi attuariali³, sono accantonati per competenza di esercizio coerentemente al periodo lavorativo necessario per l’ottenimento dei benefici.

L’applicazione del principio ha determinato la rettifica in diminuzione del patrimonio netto di 79 milioni di euro, l’iscrizione di attività per imposte anticipate (53 milioni di euro) e la rettifica in diminuzione del TFR (26 milioni di euro) in contropartita all’aumento dei fondi per rischi e oneri di 158 milioni di euro, riferito in particolare agli oneri di assistenza medica successivi al rapporto di lavoro e ai fondi pensione esteri.

11. Effetti sulle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni in imprese a controllo congiunto e collegate sono valutate sulla base del metodo del patrimonio netto. L’applicazione degli IFRS ai saldi iniziali al 1° gennaio 2004 delle attività e delle passività di queste imprese ha determinato la rettifica in diminuzione delle partecipazioni di 40 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto.

12. Altre variazioni del risultato del primo semestre 2004 a principi IFRS

12.1 Rettifica plusvalenza su cessione 9,054% di Snam Rete Gas

Per effetto dell’applicazione degli IFRS, il patrimonio netto di riferimento da confrontare con il prezzo di cessione per la determinazione della plusvalenza sulla vendita effettuata nel primo semestre 2004 del 9,054% di Snam Rete Gas SpA è aumentato di 2.335 milioni di euro in relazione, essenzialmente, all’incremento del valore di iscrizione dei gasdotti (v. punto 1) e delle attività per imposte anticipate (v. punto 2.1).

12.2 Ammortamento avviamento

Secondo i principi contabili italiani l’avviamento è oggetto di ammortamento a quote costanti lungo il periodo di utilizzazione previsto, non superiore a cinque anni; se motivato da ragioni specifiche connesse alla realtà o alla tipologia dell’impresa a cui l’avviamento si riferisce è consentito ammortizzare l’avviamento in un periodo superiore non eccedente i venti anni.

Secondo gli IFRS l’avviamento non è oggetto di ammortamento, bensì di valutazione almeno annuale volta a verificarne la sua recuperabilità (*impairment test*).

(2) Considerate le incertezze relative al momento in cui verrà erogato, il TFR è assimilato a un programma a benefici definiti.

(3) Le ipotesi attuariali riguardano, tra l’altro, le seguenti variabili: (i) il livello delle retribuzioni future; (ii) il tasso di mortalità dei dipendenti; (iii) il tasso di rotazione del personale; (iv) la percentuale dei partecipanti al piano con persone a carico che avranno diritto ai benefici (es. coniugi e figli di dipendenti); (v) nell’ambito dei piani di assistenza sanitaria, la frequenza delle richieste di rimborso e le modifiche future nei costi per le prestazioni sanitarie; (vi) i tassi di interesse.

stato patrimoniale

(milioni di euro)

		31.12.2004	30.06.2005
ATTIVITÀ			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(NOTA N. 1)	848	1.146
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	(NOTA N. 2)	1.266	1.283
Crediti commerciali e altri crediti	(NOTA N. 3)	13.380	14.074
Rimanenze	(NOTA N. 4)	2.583	3.117
Attività per imposte correnti	(NOTA N. 5)	608	316
Altre attività	(NOTA N. 6)	455	457
		19.140	20.393
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	(NOTA N. 7)	38.953	41.762
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(NOTA N. 8)	1.386	1.467
Investimenti immobiliari	(NOTA N. 9)	6	6
Attività immateriali	(NOTA N. 10)	2.479	2.402
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(NOTA N. 11)	3.752	4.025
Altre partecipazioni	(NOTA N. 12)	439	411
Altre attività finanziarie	(NOTA N. 13)	1.094	1.198
Attività per imposte anticipate	(NOTA N. 14)	1.819	1.580
Altre attività	(NOTA N. 15)	1.241	1.483
		51.169	54.334
TOTALE ATTIVITÀ		70.309	74.727
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	(NOTA N. 16)	4.329	3.444
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(NOTA N. 20)	933	1.078
Debiti commerciali e altri debiti	(NOTA N. 17)	9.204	9.675
Passività per imposte correnti	(NOTA N. 18)	2.415	3.584
Altre passività	(NOTA N. 19)	491	753
		17.372	18.534
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	(NOTA N. 20)	7.281	7.171
Fondi per rischi e oneri	(NOTA N. 21)	5.672	6.313
Fondi per benefici ai dipendenti	(NOTA N. 22)	893	921
Passività per imposte differite	(NOTA N. 23)	3.946	4.501
Altre passività	(NOTA N. 24)	462	443
		18.254	19.349
TOTALE PASSIVITÀ		35.626	37.883
PATRIMONIO NETTO	(NOTA N. 25)		
Capitale e riserve di terzi azionisti		2.309	2.245
Patrimonio netto dell'Eni:			
Capitale sociale, interamente versato e costituito da 4.004.462.776 azioni del valore nominale di 1 euro (4.004.424.476 azioni al 31 dicembre 2004)		4.004	4.004
Riserva sovrapprezzo azioni			
Altre riserve		9.602	12.309
Utili relativi a esercizi precedenti		14.938	17.390
Utile dell'esercizio		7.059	4.343
Azioni proprie		(3.229)	(3.447)
Totale patrimonio netto dell'Eni		32.374	34.599
TOTALE PATRIMONIO NETTO		34.683	36.844
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		70.309	74.727

conto economico

(milioni di euro)

	I semestre 2004	I semestre 2005
RICAVI (NOTA N. 27)		
Ricavi della gestione caratteristica	26.406	32.495
Altri ricavi e proventi	555	322
TOTALE RICAVI	26.961	32.817
Costi operativi (NOTA N. 28)		
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	17.622	20.961
Costo lavoro	1.253	1.267
Ammortamenti e svalutazioni	2.348	2.548
Utile operativo	5.738	8.041
Proventi (oneri) finanziari (NOTA N. 29)		
Proventi finanziari	944	1.638
Oneri finanziari	1.006	1.814
	(62)	(176)
Proventi (oneri) su partecipazioni (NOTA N. 30)		
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	181	364
Altri proventi su partecipazioni	393	49
	574	413
Imposte sul reddito (NOTA N. 31)	(2.699)	(3.763)
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	3.551	4.515
Utile di terzi azionisti (NOTA N. 25)	(186)	(172)
Utile netto dell'esercizio	3.365	4.343
Utile per azione semplice (NOTA N. 32)	0,89	1,15

prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Patrimonio netto dell'Eni										
(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto di azioni proprie	Altre riserve	Riserva per differenze cambio	Azioni proprie acquistate	Utili portati a nuovo	Utile dell'esercizio	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2003	4.003	959	5.397	3.250	(2.505)	(3.164)	13.171	5.585	26.696	1.622	28.318
Modifica dei criteri contabili							2.234		2.234	213	2.447
Annullamento differenze di cambio					2.505		(2.505)				
Saldi al 31 dicembre 2003 rettificati	4.003	959	5.397	3.250		(3.164)	12.900	5.585	28.930	1.835	30.765
Utile del periodo								3.365	3.365	186	3.551
Proventi imputati direttamente a patrimonio netto											
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro					424				424	17	441
					424				424	17	441
Proventi complessivi del periodo					424			3.365	3.789	203	3.992
Operazioni con gli azionisti											
Attribuzione del dividendo dell'Eni SpA (0,75 euro per azione)								(2.828)	(2.828)		(2.828)
Attribuzione del dividendo delle altre società										(212)	(212)
Destinazione utile residuo 2003				23			2.734	(2.757)			
Acquisto azioni proprie						(47)			(47)		(47)
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione dei dirigenti			(5)	5		5			5		5
			(5)	28		(42)	2.734	(5.585)	(2.870)	(212)	(3.082)
Altri movimenti di patrimonio netto											
Riclassifiche				(281)			281				
Cessione del 9,054% di Snam Rete Gas SpA										326	326
Differenza cambio da conversione su distribuzione dividendi e altre variazioni							17		17	(4)	13
				(281)			298		17	322	339
Saldi al 30 giugno 2004	4.003	959	5.392	2.997	424	(3.206)	15.932	3.365	29.866	2.148	32.014
Utile del periodo								3.694	3.694	160	3.854
Oneri imputati direttamente a patrimonio netto											
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro					(1.188)				(1.188)	(19)	(1.207)
					(1.188)				(1.188)	(19)	(1.207)
Proventi (oneri) complessivi del periodo					(1.188)			3.694	2.506	141	2.647
Operazioni con gli azionisti											
Acquisto azioni proprie						(23)			(23)		(23)
Emissione azioni sottoscritte a fronte dei piani di stock grant	1			(1)							
	1			(1)		(23)			(23)		(23)

Patrimonio netto dell'Eni											
(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto di azioni proprie	Altre riserve	Riserva per differenze cambio	Azioni proprie acquistate	Utili portati a nuovo	Utile dell'esercizio	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Altri movimenti di patrimonio netto											
Costo stock option				3					3		3
Ricostituzione riserve da scissione Italgas SpA				(43)			43				
Attribuzione avanzo da fusione EniData SpA				4			(4)				
Riclassifiche				1.055			(1.055)				
Differenza cambio da conversione su distribuzione dividendi e altre variazioni							22		22	20	42
				1.019			(994)		25	20	45
Saldi al 31 dicembre 2004	4.004	959	5.392	4.015	(764)	(3.229)	14.938	7.059	32.374	2.309	34.683
Modifica dei criteri contabili				13			(30)		(17)	(15)	(32)
Saldi al 31 dicembre 2004 rettificati	4.004	959	5.392	4.028	(764)	(3.229)	14.908	7.059	32.357	2.294	34.651
Utile del periodo								4.343	4.343	172	4.515
Proventi imputati direttamente a patrimonio netto											
Variazione <i>fair value</i> titoli disponibili per la vendita				3					3		3
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				10					10		10
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro					1.228				1.228	8	1.236
				13	1.228				1.241	8	1.249
Proventi complessivi del periodo				13	1.228			4.343	5.584	180	5.764
Operazioni con gli azionisti											
Attribuzione del dividendo dell'Eni SpA (0,90 euro per azione)								(3.384)	(3.384)		(3.384)
Attribuzione del dividendo delle altre società										(202)	(202)
Destinazione utile residuo 2004				1.306			2.369	(3.675)			
Acquisto azioni proprie						(228)			(228)		(228)
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione dei dirigenti			(10)	10		10			10		10
			(10)	1.316		(218)	2.369	(7.059)	(3.602)	(202)	(3.804)
Altri movimenti di patrimonio netto											
Vendita di società consolidate										(40)	(40)
Differenza cambio da conversione su distribuzione dividendi e altre variazioni					147		113		260	13	273
					147		113		260	(27)	233
Saldi al 30 giugno 2005	4.004	959	5.382	5.357	611	(3.447)	17.390	4.343	34.599	2.245	36.844

rendiconto finanziario

(milioni di euro)

	I semestre 2004	I semestre 2005
Utile dell'esercizio di Gruppo	3.365	4.343
Utile dell'esercizio di terzi	186	172
Ammortamenti	2.169	2.392
Svalutazioni (rivalutazioni) nette	54	(235)
Variazioni fondi per rischi e oneri	62	235
Variazione fondo benefici per i dipendenti	76	
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(471)	(21)
Dividendi	(92)	(16)
Interessi attivi	(103)	(103)
Interessi passivi	270	274
Differenze cambio	25	(74)
Imposte sul reddito del periodo, correnti, differite e anticipate	2.699	3.763
<i>Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio</i>	<i>8.240</i>	<i>10.730</i>
Variazioni:		
- rimanenze	(19)	(539)
- crediti commerciali e diversi	816	(409)
- altre attività	16	87
- debiti commerciali e diversi	456	916
- altre passività	(55)	273
<i>Flusso di cassa del risultato operativo</i>	<i>9.454</i>	<i>11.058</i>
Dividendi incassati	151	252
Interessi incassati	70	91
Interessi pagati	(261)	(298)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(2.007)	(2.669)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	7.407	8.434
Investimenti:		
- immobilizzazioni immateriali	(311)	(260)
- immobilizzazioni materiali	(3.369)	(2.810)
- partecipazioni	(72)	(48)
- titoli	(150)	(197)
- crediti finanziari	(394)	(1.211)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(219)	(89)
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(4.515)</i>	<i>(4.615)</i>
Disinvestimenti:		
- immobilizzazioni immateriali	2	4
- immobilizzazioni materiali	58	16
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	246	101
- partecipazioni	32	147
- titoli	104	203
- crediti finanziari	665	1.236
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(9)	(19)
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>1.098</i>	<i>1.688</i>
Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	(3.417)	(2.927)

(milioni di euro)

	I semestre 2004	I semestre 2005
Assunzione di debiti finanziari a lungo	339	658
Rimborsi di debiti finanziari a lungo	(575)	(868)
Decremento di debiti finanziari a breve	(1.073)	(1.304)
	(1.309)	(1.514)
Apporti (rimborsi) netti di capitale proprio da/a terzi	(19)	22
Cessioni nette di quote di imprese consolidate	650	
Dividendi distribuiti a terzi	(3.040)	(3.586)
Acquisto netto di azioni proprie	(42)	(218)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(3.760)	(5.296)
<i>Effetto della variazione dell'area di consolidamento</i>	9	(3)
<i>Effetto delle differenze di cambio</i>	14	90
Flusso di cassa netto del periodo	253	298
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio del periodo	1.121	848
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine del periodo	1.374	1.146

(*) 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 nelle "Informazioni sulla gestione - Commento ai risultati economico-finanziari". Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(milioni di euro)

	I semestre 2004	I semestre 2005
Investimenti finanziari:		
- titoli	(20)	(4)
- crediti finanziari	(374)	(8)
	(394)	(12)
Disinvestimenti finanziari:		
- titoli	104	66
- crediti finanziari	450	35
	554	101
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	160	89

(milioni di euro)

	I semestre 2004	I semestre 2005
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		
Attività a lungo	79	158
Attività a breve	71	89
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	6	(11)
Passività a lungo e a breve	(55)	(89)
Effetto netto dei disinvestimenti	101	147
Plusvalenza per disinvestimenti	157	7
Interessenza di terzi		(43)
<i>Totale prezzo di vendita</i>	258	111
a dedurre:		
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	(12)	(10)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	246	101

Operazioni che non hanno comportato flussi di cassa

Conferimento nel primo semestre 2005 di un ramo d'azienda per 17 milioni di euro con acquisizione di una partecipazione di pari ammontare.

■ Criteri di redazione

Secondo le disposizioni del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002, a partire dall'esercizio 2005 le società con titoli ammessi alle negoziazioni in un mercato regolamentato degli Stati membri dell'Unione Europea redigono il bilancio consolidato conformemente ai principi contabili internazionali omologati dalla Commissione Europea. Di seguito sono indicati i criteri adottati nella redazione della relazione semestrale al 30 giugno 2005 che si prevede di utilizzare anche nella redazione del bilancio consolidato 2005. Al riguardo rileva la circostanza che i criteri descritti nella presente sezione potrebbero non coincidere con le disposizioni degli *IFRS* in vigore al 31 dicembre 2005 per effetto di orientamenti futuri della Commissione Europea in merito all'omologazione dei principi contabili internazionali o dell'emissione di nuovi principi, di interpretazioni o di guide implementative da parte dell'*International Accounting Standards Board* (*IASB*) o dell'*International Financial Reporting Interpretation Committee* (*IFRIC*).

La situazione contabile consolidata è redatta 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. In quanto compatibili con gli *IFRS*, sono stati adottati i criteri specifici delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, con particolare riferimento a quelli applicati a livello internazionale nella determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto e nella rilevazione dei *Production Sharing Agreement*.

La situazione contabile consolidata comprende il bilancio dell'Eni SpA e delle imprese italiane ed estere sulle quali l'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, generalmente, le imprese nelle quali l'Eni dispone di voti sufficienti a esercitare di fatto, ma non di diritto, un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria (imprese controllate a norma dell'art. 2359, comma 1, n. 2 del codice civile). Sono escluse altresì 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, le imprese 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 dei ricavi 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 e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti dell'Eni SpA al 30 giugno 2005" che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nel periodo.

La situazione contabile consolidata al 30 giugno 2005 è stata sottoposta a revisione contabile limitata da parte della PricewaterhouseCoopers SpA. La revisione contabile limitata comporta un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione.

I valori delle voci di bilancio, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

(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".

■ 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.

Il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro valore corrente alla data di acquisizione del controllo. L'eventuale differenza residua, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Avviamento"; se negativa, è imputata a conto economico.

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 riferibile.

☐ Operazioni infragruppo

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati, se significativi, 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" per la parte di competenza di terzi.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella moneta funzionale.

■ Criteri di valutazione

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione della relazione semestrale consolidata 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".

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, con esclusione dei 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 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 che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto. Il prezzo di acquisto o il costo di produzione si intende al netto dei contributi in conto capitale che sono rilevati quando le condizioni per la loro concessione si sono verificate.

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. Gli effetti delle revisioni di stima di questi costi sono indicati al punto "Fondi per rischi e oneri".

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I beni assunti in *leasing* finanziario sono iscritti 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.

Le attività materiali 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

(2) I criteri relativi alla rilevazione e valutazione delle attività minerarie sono indicati al punto "Attività minerarie".

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 per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa delle attività materiali sono imputati all'attivo patrimoniale.

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. 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 nel settore di attività. 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 stanziare qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché l'avviamento quando acquisito a titolo oneroso. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dall'avviamento; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile a un diritto legale o contrattuale, oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri.

Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui le attività saranno utilizzate dall'impresa; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata adottando i criteri indicati al punto "Attività materiali".

L'avviamento e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento all'avviamento, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include l'avviamento stesso. Le svalutazioni dell'avviamento non sono oggetto di ripristino di valore.

I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono imputati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività immateriale è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse

finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività è in grado di produrre benefici economici futuri.

Attività mineraria

Acquisizione di titoli minerari

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve probabili, riserve possibili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

I costi del potenziale esplorativo, rappresentati dai costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma), sono imputati alla voce "Attività immateriali" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione previsto in contratto. Se l'esplorazione è abbandonata, il costo residuo è imputato a conto economico.

I costi di acquisizione delle riserve certe, delle riserve probabili e delle riserve possibili sono rilevati all'attivo patrimoniale. I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo dell'unità di prodotto (UOP), come indicato al successivo punto "Sviluppo", considerando sia le riserve sviluppate, sia quelle non sviluppate. I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di esplorazione; in caso di esito negativo, sono imputati a conto economico.

Esplorazione

I costi sostenuti per accertare l'esistenza di un nuovo giacimento, sia prima dell'acquisizione dei titoli minerari, sia successivamente alla stessa (prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, perforazione di pozzi esplorativi, acquisizione di dati sismici rilevati da terzi, etc.), sono imputati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Sviluppo

I costi di sviluppo sostenuti per l'accertamento di riserve certe e la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati, prevalentemente, con il metodo UOP perché la loro vita utile è strettamente correlata alle disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Con tale metodo, i costi residui sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nell'esercizio e le riserve certe sviluppate esistenti alla fine dell'esercizio, incrementate dei volumi estratti nell'esercizio 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.

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.

Attività finanziarie

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 e quelle a controllo congiunto e collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore.

Le altre partecipazioni sono valutate al *fair value* con imputazione degli effetti alla voce di patrimonio netto "Altre riserve"; quando il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, le partecipazioni 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".

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.

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). 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; 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 dei fondi 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 ripristini), in contropartita all'attività a cui si riferisce.

Nelle note alla situazione contabile consolidata 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 successivi al rapporto di lavoro

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti". Nei programmi a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai programmi a benefici definiti³, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali⁴ ed è rilevata per competenza di esercizio coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici; la valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.

Gli utili e le perdite attuariali relative a programmi a benefici definiti derivanti da variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o da modifiche delle condizioni del piano sono rilevati pro quota a conto economico, per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al programma, se e nei limiti in cui il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente eccede il maggiore valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al programma e il 10% del *fair value* delle attività al suo servizio (cd. metodo del corridoio).

□ Azioni proprie

Le azioni proprie sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. I proventi derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati 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 dell'Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide:

- per i greggi, generalmente con la spedizione;
- per il gas naturale, con l'uscita dalla rete di trasporto o di distribuzione di proprietà dell'Eni e 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 i rischi di perdita sono trasferiti all'acquirente a quella data.

I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove l'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.

(3) Considerate le incertezze relative al momento in cui verrà erogato, il trattamento di fine rapporto è assimilato a un programma a benefici definiti.

(4) Le ipotesi attuariali riguardano, tra l'altro, le seguenti variabili: (i) il livello delle retribuzioni future; (ii) il tasso di mortalità dei dipendenti; (iii) il tasso di rotazione del personale; (iv) la percentuale dei partecipanti al piano con persone a carico che avranno diritto ai benefici (es. coniugi e figli di dipendenti); (v) nell'ambito dei piani di assistenza sanitaria, la frequenza delle richieste di rimborso e le modifiche future nei costi per le prestazioni sanitarie; (vi) i tassi di interesse.

Gli stanziamenti di ricavi relativi a servizi parzialmente resi sono rilevati per il corrispettivo maturato, sempreché sia possibile determinarne attendibilmente lo stadio di completamento e non sussistano incertezze di rilievo sull'ammontare e sull'esistenza del ricavo e dei relativi costi; diversamente sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti recuperabili.

I corrispettivi maturati nel periodo relativi ai lavori in corso su ordinazione sono iscritti sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost-to-cost*). Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (*claims*) derivanti, a 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 permutate 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 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 dipendente; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro rata temporis lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione (cd. *vesting period*)⁵. 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 il modello *Black-Scholes* che tiene 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.

□ Dividendi

I dividendi sono rilevati alla data di assunzione della delibera da parte dell'assemblea, salvo quando non sia ragionevolmente certa la cessione delle azioni prima dello stacco della cedola.

(5) 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.

□ 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 del periodo.

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 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 sono attività e passività rilevate al *fair value*.

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 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.

□ Utilizzo di stime contabili

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la direzione aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, stime basate su esperienze passate e ipotesi considerate ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Di seguito sono indicate le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali perché comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerta. Le modifiche delle condizioni alla base dei giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

Attività mineraria

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere estratte negli anni futuri nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima. Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come

certa, 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. 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. Conseguentemente, la stima delle riserve potrebbe differire in misura significativa rispetto alle quantità di idrocarburi che saranno effettivamente estratte.

Le stime delle riserve sono utilizzate nella determinazione degli ammortamenti e delle svalutazioni. I tassi di ammortamento delle attività petrolifere in base al metodo UOP sono calcolati come rapporto tra la quantità di idrocarburi estratti nell'esercizio e le riserve certe sviluppate a fine esercizio aumentate dei volumi estratti nell'esercizio stesso. Assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe riduce la quota di ammortamento a carico dell'esercizio 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.

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. 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.

Smantellamento e ripristino siti

L'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, mentre il valore originario della passività capitalizzata è ammortizzata in base alla vita utile dell'attività. 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 l'Eni si avvale delle informazioni disponibili e, per le *business combination* più significative, di valutazioni esterne.

Passività ambientali

Come le altre società del settore l'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 l'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 l'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, in particolare il decreto del Ministro dell'ambiente n. 367 del gennaio 2004 che modifica radicalmente la normativa esistente in tema di standard di qualità delle acque, nonché dall'emanando decreto legislativo di recepimento della Direttiva 2000/60/CE che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque; (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.

Fondi

Oltre a rilevare le passività ambientali e gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, l'Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai benefici per i dipendenti e 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.

■ Note alla situazione contabile consolidata

Attività correnti

1 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 1.146 milioni di euro (848 milioni di euro al 31 dicembre 2004) comprendono crediti finanziari esigibili entro 90 giorni per 186 milioni di euro (163 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

2 Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita

(milioni di euro)	31.12.2004	30.06.2005
Titoli quotati emessi dallo Stato italiano	980	1.015
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari italiani ed esteri	255	241
Altri titoli non quotati	31	27
	1.266	1.283

I titoli di 1.283 milioni di euro (1.266 milioni di euro al 31 dicembre 2004) sono disponibili per la vendita.

Le variazioni del *fair value* rilevate nel periodo e imputate nella voce "Altre riserve" del patrimonio netto ammontano a 3 milioni di euro. Al 1° gennaio 2005, data di prima applicazione degli IAS 32 e 39, la differenza tra il valore di iscrizione e il *fair value* dei titoli ammontava a 19 milioni di euro.

Titoli per 561 milioni di euro sono a copertura delle riserve tecniche della Padana Assicurazioni (474 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

Al 31 dicembre 2004 e al 30 giugno 2005 l'Eni non detiene attività finanziarie negoziabili.

3 Crediti commerciali e altri crediti

(milioni di euro)	31.12.2004	30.06.2005
Crediti commerciali	9.865	9.893
Crediti finanziari	1.362	1.486
Altri crediti	2.153	2.695
	13.380	14.074

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 736 milioni di euro (696 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

I crediti commerciali di 9.893 milioni di euro aumentano di 28 milioni di euro. Hanno contribuito all'incremento le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 159 milioni di euro e, in diminuzione, la variazione dell'area di consolidamento per 76 milioni di euro relativa essenzialmente alla vendita della Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili SpA (52 milioni di euro), dell'Acquedotto Vesuviano SpA (19 milioni di euro) e dell'Acquedotto di Savona SpA (9 milioni di euro).

I crediti finanziari di 1.486 milioni di euro riguardano crediti strumentali allo svolgimento dell'attività operativa (1.357 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

Gli altri crediti di 2.695 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2004	30.06.2005
Crediti verso:		
- <i>partner in joint venture</i> per attività di esplorazione e produzione	784	991
- compagnie di assicurazione	322	492
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	207	208
	1.313	1.691
Crediti per operazioni di <i>factoring</i>	244	273
Acconti per servizi	119	115
Altri crediti	477	616
	2.153	2.695

I crediti per operazioni di *factoring* di 273 milioni di euro (244 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano la Serfactoring SpA.

4 Rimanenze

	31.12.2004					30.06.2005				
(milioni di euro)	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	303	199		372	874	476	188		359	1.023
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	37	19		2	58	40	16			56
Lavori in corso su ordinazione			157		157			231		231
Prodotti finiti e merci	891	482		37	1.410	1.114	541		87	1.742
Acconti a fornitori			84		84			64	1	65
	1.231	700	241	411	2.583	1.630	745	295	447	3.117

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 99 milioni di euro (121 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

Rimanenze di gas naturale per 513 milioni di euro sono utilizzate per la modulazione dell'offerta a fronte delle escursioni stagionali della domanda (482 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

I lavori in corso su ordinazione di 231 milioni di euro (157 milioni di euro al 31 dicembre 2004) sono al netto degli acconti ricevuti dai committenti di 5.486 milioni di euro (5.156 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

5 Attività per imposte correnti

Le attività per imposte correnti di 316 milioni di euro (608 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2004	30.06.2005
Amministrazione finanziaria italiana	431	202
Amministrazioni finanziarie estere	177	114
	608	316

6 Altre attività

(milioni di euro)	31.12.2004	30.06.2005
Fair value su contratti derivati		271
Altre attività	455	186
	455	457

Al 1° gennaio 2005, data di prima applicazione degli IAS 32 e 39, il *fair value* sui contratti derivati, che non possono considerarsi di copertura perché non soddisfano le condizioni formali previste dagli IFRS, ammontava a 415 milioni di euro. Gli impegni per contratti derivati ammontano a 7.842 milioni di euro e riguardano impegni su valute per 5.391 milioni di euro (*fair value* 200 milioni di euro), impegni su tassi di interesse per 2.178 milioni di euro (*fair value* 47 milioni di euro) e impegni su merci per 273 milioni di euro (*fair value* 24 milioni di euro).

Le altre attività al 31 dicembre 2004 comprendono differenziali su contratti derivati per 310 milioni di euro, di cui 242 milioni di euro relativi a crediti e debiti finanziari.

Attività non correnti

7 Immobili, impianti e macchinari

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2004	Investimenti	Ammortamenti	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 30.06.2005	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2004	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2005
Terreni	311	1				312	76	45
Fabbricati	1.381	11	(40)	5		1.357	1.510	1.561
Impianti e macchinari	29.429	906	(1.895)	1.462	1.644	31.546	34.038	37.249
Attrezzature industriali e commerciali	389	225	(50)	21	(3)	582	943	942
Altri beni	302	45	(48)	11	6	316	763	828
Immobilizzazioni in corso e acconti	7.141	1.622		548	(1.662)	7.649	551	646
	38.953	2.810	(2.033)	2.047	(15)	41.762	37.881	41.271

Gli investimenti di 2.810 milioni di euro (3.369 milioni di euro nel primo semestre 2004) sono riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production (2.015 milioni di euro), Gas & Power (495 milioni di euro) e Refining & Marketing (212 milioni di euro) e comprendono oneri finanziari per 89 milioni di euro (94 milioni di euro nel

primo semestre 2004) riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production (60 milioni di euro), Gas & Power (14 milioni di euro) e Refining & Marketing (14 milioni di euro). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 2,3% e il 6,4%.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Fabbricati	2 - 7
Impianti e macchinari	2 - 10
Attrezzature industriali e commerciali	4 - 33
Altri beni	6 - 25

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di 2.047 milioni di euro riguardano principalmente imprese che redigono il bilancio in dollari USA (1.863 milioni di euro).

Le altre variazioni di 15 milioni di euro comprendono svalutazioni per 156 milioni di euro riferiti principalmente ad asset minerari del settore Exploration & Production (128 milioni di euro), la variazione dell'area di consolidamento per 122 milioni di euro riferita alla vendita della Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili SpA (82 milioni di euro), dell'Acquedotto Vesuviano SpA (20 milioni di euro) e dell'Acquedotto di Savona SpA (20 milioni di euro) nonché, in aumento, la rilevazione e la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti per 333 milioni di euro riferite al settore Exploration & Production.

I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a 956 milioni di euro (910 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

Il valore di iscrizione lordo degli immobili, impianti e macchinari completamente ammortizzati ancora in uso ammonta a 7.721 milioni di euro.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 487 milioni di euro (482 milioni di euro al 31 dicembre 2004) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.

8 Rimanenze immobilizzate - Scorte d'obbligo

(milioni di euro)	31.12.2004	30.06.2005
Greggio e prodotti petroliferi	1.229	1.310
Gas naturale	157	157
	1.386	1.467

Le scorte d'obbligo, detenute principalmente da società italiane (1.286 e 1.348 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2004 e al 30 giugno 2005) riguardano le quantità minime di greggio, prodotti petroliferi e gas naturale che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

9 Investimenti immobiliari

Gli investimenti immobiliari di 6 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2004) riguardano immobili posseduti dalla Padana Assicurazioni SpA.

10 Attività immateriali

(milioni di euro)

	Valore netto al 31.12.2004	Investimenti	Ammortamenti	Altre variazioni	Valore netto al 30.06.2005	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2004	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2005
Attività immateriali a vita utile definita							
Costi di ricerca e di sviluppo	100	203	(243)	16	76	734	825
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	165	9	(50)	8	132	739	787
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	816	19	(49)	1	787	1.331	1.402
Immobilizzazioni in corso e acconti	57	27		(23)	61	5	5
Altre attività immateriali	224	2	(19)	46	253	310	299
	1.362	260	(361)	48	1.309	3.119	3.318
Attività immateriali a vita utile indefinita							
Avviamento	1.117			(24)	1.093		
	2.479	260	(361)	24	2.402	3.119	3.318

I costi di ricerca e di sviluppo di 76 milioni di euro riguardano essenzialmente i bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari (72 milioni di euro). La voce investimenti accoglie anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati interamente nell'esercizio che ammontano a 197 milioni di euro (196 milioni di euro nel primo semestre 2004).

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di 787 milioni di euro riguardano principalmente i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria (641 milioni di euro) e le concessioni di sfruttamento minerario (71 milioni di euro).

Le altre attività immateriali a vita utile definita di 253 milioni di euro comprendono la stima degli oneri per *social project* da sostenere a fronte degli impegni assunti nei contratti per attività minerarie (115 milioni di euro) e i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte della Polimeri Europa SpA (87 milioni di euro).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)

Costi di ricerca e di sviluppo	14 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere di ingegno	20 - 33
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3 - 25
Altre immobilizzazioni immateriali	4 - 25

Le altre variazioni delle attività immateriali a vita utile definita di 48 milioni di euro comprendono differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 17 milioni di euro.

Le attività immateriali nette a vita utile definita di 1.309 milioni di euro comprendono attività prodotte internamente per 41 milioni di euro.

L'avviamento di 1.093 milioni di euro riguarda essenzialmente il settore Gas & Power (816 milioni di euro, di cui 802 milioni di euro relativi all'acquisto di azioni Italgas SpA a seguito dell'Offerta Pubblica d'Acquisto effettuata nel 2003), il settore Exploration & Production (219 milioni di euro relativi all'acquisizione della Lasmo Plc, ora Eni Lasmo Plc) e il settore Refining & Marketing (52 milioni di euro). Le altre variazioni di 24 milioni di euro riguardano essenzialmente la vendita della Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili SpA (20 milioni di euro) e dell'Acquedotto Vesuviano SpA (3 milioni di euro).

11 Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2004	Acquisizioni e sottoscrizioni	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 30.06.2005
Partecipazioni in imprese controllate	867	27	60	(1)	(33)	14	(4)	930
Partecipazioni in imprese collegate	2.885	10	319	(14)	(173)	65	3	3.095
	3.752	37	379	(15)	(206)	79	(1)	4.025

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 37 milioni di euro riguardano essenzialmente la sottoscrizione degli aumenti del capitale della Servizi Porto Marghera Srl (17 milioni di euro) e della Lasmo Petroleum Development BV (10 milioni di euro) nonché l'acquisizione dell'Acam Clienti SpA da parte dell'Eni SpA (6 milioni di euro).

Le plusvalenze da valutazione al patrimonio netto di 379 milioni di euro riguardano principalmente la Galp Energia SGPS SA (132 milioni di euro), la Blue Stream Pipeline Co BV (54 milioni di euro), la Saipem SpA (49 milioni di euro) e la Trans Austria Gasleitung GmbH (26 milioni di euro).

Le minusvalenze da valutazione al patrimonio netto di 15 milioni di euro riguardano essenzialmente la Geopromtrans Llc (7 milioni di euro) e la Enirepsa Gas Ltd (5 milioni di euro).

Il decremento per dividendi di 206 milioni di euro riguarda principalmente la Galp Energia SGPS SA (56 milioni di euro), la Saipem SpA (28 milioni di euro) e la Trans Austria Gasleitung GmbH (27 milioni di euro).

Le altre variazioni di 1 milione di euro riguardano principalmente la vendita di partecipazioni (11 milioni di euro) e, in aumento, i proventi netti imputati direttamente a patrimonio netto dalle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto (10 milioni di euro).

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate al 30 giugno 2005 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti dell'Eni SpA al 30 giugno 2005" che costituisce parte integrante delle presenti note.

Nel valore delle partecipazioni in imprese controllate di 930 milioni di euro (867 milioni di euro al 31 dicembre 2004) è inclusa la Saipem SpA, quotata nella Borsa Italiana, controllata di fatto dall'Eni con una quota azionaria del 43,29%. Di seguito è riportato il valore di mercato.

	Valore contabile (milioni di euro)	Numero di azioni Eni	% di possesso	Prezzo delle azioni (euro)	Valore di mercato (milioni di euro)
31 dicembre 2004					
Saipem SpA	657	189.423.307	43,29	8,86	1.678
30 giugno 2005					
Saipem SpA	658	189.423.307	43,29	11,18	2.118

Di seguito sono riportate alcune informazioni relative al bilancio consolidato 2004 e alla relazione semestrale 2005 del gruppo Saipem. Le informazioni sono riportate al 100% e non in quota Eni.

(milioni di euro)	31.12.2004	30.06.2005
Totale attivo	5.137	5.600
Totale passivo	3.592	4.110

(milioni di euro)	I semestre 2004	I semestre 2005
Ricavi	1.911	2.119
Risultato operativo	148	154
Utile netto	103	108

12 Altre partecipazioni

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2004	Acquisizioni e sottoscrizioni	Vendite	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 30.06.2005	Fondo svalutazione al 31.12.2004	Fondo svalutazione al 30.06.2005
Altre partecipazioni	439	28	(124)	34	34	411	51	15

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 28 milioni di euro riguardano la sottoscrizione degli aumenti del capitale sociale della Darwin LNG Pty Ltd (14 milioni di euro) e l'acquisizione della Brass LNG Ltd da parte dell'Eni International NA NV (14 milioni di euro).

Le vendite di 124 milioni di euro riguardano essenzialmente la vendita della Erg Raffinerie Mediterranee Srl (100 milioni di euro) e della Discovery Producer Services Llc (20 milioni di euro).

13 Altre attività finanziarie

(milioni di euro)	31.12.2004	30.06.2005
Crediti finanziari	1.071	1.149
Titoli	23	49
	1.094	1.198

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione di 23 milioni di euro (21 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

I crediti finanziari di 1.149 milioni di euro (1.071 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano finanziamenti strumentali all'attività operativa per 898 milioni di euro (831 milioni di euro al 31 dicembre 2004) e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa per 251 milioni di euro (240 milioni di euro al 31 dicembre 2004), di cui 245 milioni di euro relativi a un deposito vincolato di Eni Lasso Plc a garanzia di un prestito obbligazionario (234 milioni di euro al 31 dicembre 2004). I crediti strumentali all'attività operativa riguardano principalmente i settori Gas & Power (587 milioni di euro) ed Exploration & Production (154 milioni di euro). L'incremento dei crediti strumentali all'attività operativa di 67 milioni di euro è dovuto principalmente alle differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (84 milioni di euro).

I crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a 680 milioni di euro (712 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

I crediti con scadenza oltre i 5 anni ammontano a 472 milioni di euro.

I titoli di 49 milioni di euro, che si intendono mantenere fino alla scadenza, sono emessi dallo Stato italiano per 22 milioni di euro e da istituti finanziari italiani e esteri per 27 milioni di euro.

Al 1° gennaio 2005, data di prima applicazione degli IAS 32 e 39, titoli per 50 milioni di euro sono stati classificati da mantenere fino alla scadenza.

Titoli per 21 milioni di euro sono destinati a impieghi strumentali all'attività operativa (stesso importo al 31 dicembre 2004).

I titoli con scadenza oltre i 5 anni ammontano a 22 milioni di euro.

14 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate di 1.580 milioni di euro (1.819 milioni di euro al 31 dicembre 2004) sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili.

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 30.06.2005
Attività per imposte anticipate	1.819	789	(350)	(678)	1.580

Le altre variazioni di 678 milioni di euro riguardano principalmente la compensazione, a livello di singola impresa, delle imposte anticipate con il fondo imposte differite (799 milioni di euro) e, in aumento, le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (131 milioni di euro).

L'analisi delle Attività per imposte anticipate è indicata alla nota n. 23 "Passività per imposte differite".

15 Altre attività

(milioni di euro)	31.12.2004	30.06.2005
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana:		
. per crediti d'imposta sul reddito	507	571
. per interessi su crediti d'imposta	294	290
. per crediti Iva	58	34
. per altri rapporti	11	20
	870	915
- amministrazioni finanziarie estere	6	8
	876	923
Crediti commerciali	159	302
Altri crediti	104	169
Altre attività	102	89
	1.241	1.483

I crediti commerciali e gli altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 62 milioni di euro.

I crediti commerciali di 302 milioni di euro (159 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano per 99 milioni di euro ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione (93 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

Passività correnti

16 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di 3.444 milioni di euro (4.329 milioni di euro al 31 dicembre 2004) diminuiscono di 885 milioni di euro. Hanno contribuito al decremento il saldo tra i rimborsi e le nuove assunzioni di debiti (1.283 milioni di euro) e, in aumento, le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (375 milioni di euro).

17 Debiti commerciali e altri debiti

(milioni di euro)	31.12.2004	30.06.2005
Debiti commerciali	5.331	5.329
Acconti e anticipi	615	817
Altri debiti	3.258	3.529
	9.204	9.675

I debiti commerciali di 5.329 milioni di euro diminuiscono di 2 milioni di euro. Ha contribuito al decremento la variazione dell'area di consolidamento (27 milioni di euro) relativa essenzialmente alla vendita della Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili SpA (17 milioni di euro) e dell'Acquedotto Vesuviano SpA (10 milioni di euro) e, in aumento, le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (79 milioni di euro).

Gli acconti e anticipi di 817 milioni di euro (615 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano acconti eccedenti il valore dei lavori in corso su ordinazione eseguiti per 215 milioni di euro (192 milioni di euro al 31 dicembre 2004), anticipi per lavori in corso su ordinazione per 163 milioni di euro (50 milioni di euro al 31 dicembre 2004) nonché altri acconti e anticipi per 439 milioni di euro (373 milioni di euro al 31 dicembre 2004). Gli acconti e gli anticipi per lavori in corso su ordinazione riguardano il settore Altre attività - Ingegneria (378 milioni di euro).

Gli altri debiti di 3.529 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2004	30.06.2005
Debiti verso:		
- fornitori per attività di investimento	1.004	1.092
- <i>partner in joint venture</i> per attività di esplorazione e produzione	665	865
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	240	232
- personale	212	168
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	197	204
	2.318	2.561
Depositi cauzionali	45	16
Altri debiti	895	952
	3.258	3.529

18 Passività per imposte correnti

(milioni di euro)	31.12.2004	30.06.2005
Imposte sul reddito	1.172	1.596
Accise e imposte di consumo	793	1.377
Altre imposte e tasse	450	611
	2.415	3.584

Le imposte su reddito di 1.596 milioni di euro aumentano di 424 milioni di euro, di cui 406 milioni di euro riferito alle imprese estere, per effetto principalmente dell'aumento dell'utile prima delle imposte.

Le accise e imposte di consumo di 1.377 milioni di euro aumentano di 584 milioni di euro per effetto principalmente della circostanza che le accise e le imposte di consumo relative al mese di giugno 2005, dovute dai settori Refining & Marketing e Gas & Power, sono state pagate nel mese di luglio 2005 (le accise e le imposte di consumo relative alla prima quindicina del mese di dicembre sono versate nello stesso mese di dicembre).

19 Altre passività

(milioni di euro)	31.12.2004	30.06.2005
Fair value su contratti derivati		523
Altre passività	491	230
	491	753

Al 1° gennaio 2005, data di prima applicazione degli IAS 32 e 39, il fair value sui contratti derivati, che non possono considerarsi di copertura perché non soddisfano le condizioni formali previste dagli IFRS, ammontava a 288 milioni di euro. Gli impegni per contratti derivati ammontano a 12.863 milioni di euro e riguardano impegni su valute per 8.524 milioni di euro (fair value 268 milioni di euro), impegni su tassi di interesse per 4.166 milioni di euro (fair value 193 milioni di euro) e impegni su merci per 173 milioni di euro (fair value 62 milioni di euro).

Le altre passività al 31 dicembre 2004 di 491 milioni di euro comprendono differenziali su contratti derivati per 117 milioni di euro, di cui 46 milioni di euro relativi a crediti e debiti finanziari.

Passività non correnti

20 Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

	31.12.2004			30.06.2005		
(milioni di euro)	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Obbligazioni	4.671	660	5.331	4.951	635	5.586
Banche	2.045	227	2.272	1.599	439	2.038
Altri finanziatori	565	46	611	621	4	625
	7.281	933	8.214	7.171	1.078	8.249

Le passività finanziarie a lungo termine di 8.249 milioni di euro aumentano di 35 milioni di euro. Hanno contribuito all'incremento le differenze 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 128 milioni di euro.

Le obbligazioni di 5.586 milioni di euro riguardano titoli relativi al programma di *Euro Medium Term Notes* per complessivi 4.470 milioni di euro e altri prestiti obbligazionari per complessivi 1.116 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	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza		Tasso %	
					da	a	da	a
Società emittente								
Euro Medium Term Notes:								
- Eni SpA	1.500	10	1.510	Euro		2013		4,625
- Eni Coordination Center SA	890	22	912	Lira sterlina	2007	2019	4,875	5,250
- Eni Coordination Center SA	517	4	521	Euro	2007	2015		variabile
- Eni SpA	500		500	Euro		2010		6,125
- Eni Coordination Center SA	274	1	275	Euro	2008	2024	2,876	5,050
- Eni Coordination Center SA	239		239	Dollaro USA	2005	2007		variabile
- Eni Coordination Center SA	252	5	257	Dollaro USA	2005	2015	4,450	6,820
- Eni Coordination Center SA	157	1	158	Yen giapponese	2008	2021	0,810	2,320
- Eni Coordination Center SA	83	1	84	Franco svizzero	2006	2010	1,750	2,043
- Eni Coordination Center SA	14		14	Franco svizzero		2007		variabile
	4.426	44	4.470					
Altri prestiti obbligazionari:								
- Eni USA Inc	331	1	332	Dollaro USA		2027		7,300
- Eni USA Inc	248	1	249	Dollaro USA		2006		7,500
- Eni Lasmo Plc (*)	222	(9)	213	Lira sterlina		2009		10,375
- Eni USA Inc	165		165	Dollaro USA		2007		6,750
- Enifin SpA	129	1	130	Euro		2005		variabile
- Eni Investment Plc	10		10	Lira sterlina		2005		variabile
- Eni Finance Inc	17		17	Dollaro USA		2005		10,300
	1.122	(6)	1.116					
	5.548	38	5.586					

(*) Il prestito obbligazionario è garantito da un deposito bancario vincolato iscritto nelle attività finanziarie non correnti per 245 milioni di euro.

Le obbligazioni che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a 666 milioni di euro e riguardano l'Eni Coordination Center SA (260 milioni di euro), l'Eni USA Inc (249 milioni di euro), l'Enifin SpA (130 milioni di euro), l'Eni Finance Inc (17 milioni di euro) e l'Eni Investment Plc (10 milioni di euro). Nel corso del primo semestre 2005 sono state emesse obbligazioni per 438 milioni di euro da parte dell'Eni Coordination Center SA.

Passività finanziarie per 268 milioni di euro sono garantite da ipoteche e privilegi sui beni immobili di imprese consolidate, da pegni su titoli e da depositi vincolati (274 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

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

	31.12.2004			30.06.2005		
(milioni di euro)	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
Passività finanziarie a breve termine	4.329		4.329	3.444		3.444
Passività finanziarie a lungo termine	933	7.281	8.214	1.078	7.171	8.249
Disponibilità liquide ed equivalenti	(848)		(848)	(1.146)		(1.146)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(792)	(2)	(794)	(722)	(28)	(750)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(5)	(240)	(245)		(251)	(251)
Altro	(196)		(196)			
	3.421	7.039	10.460	2.654	6.892	9.546

21 Fondi per rischi e oneri

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Valore al 30.06.2005
Fondo abbandono e ripristino siti	1.968	2.385
Fondo rischi ambientali	1.649	1.665
Riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	573	787
Fondo rischi per contenziosi	200	251
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	214	207
Fondo per imposte	212	188
Fondo <i>social project</i>	106	119
Fondo mutua assicurazione OIL	91	91
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	86	80
Altri fondi (*)	573	540
	5.672	6.313

(*) Di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro.

Il fondo abbandono e ripristino siti di 2.385 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 (2.367 milioni di euro). L'incremento di 417 milioni di euro comprende la rilevazione e la revisione della stima dell'onere (344 milioni di euro), le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (101 milioni di euro), l'incremento connesso al trascorrere del tempo (49 milioni di euro) e, in diminuzione, l'utilizzo a fronte degli oneri sostenuti nel periodo (61 milioni di euro). La rilevazione del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'attività materiale a fronte della quale è stato stanziato il fondo.

Il fondo rischi ambientali di 1.665 milioni di euro accoglie, prevalentemente, la stima degli oneri relativi a interventi ambientali previsti da norme di legge e regolamenti principalmente nella Syndial SpA (1.285 milioni di euro), nel settore Refining & Marketing (246 milioni di euro) e nel settore Gas & Power (67 milioni di euro).

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione di 787 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla Padana Assicurazione SpA.

Il fondo dismissioni e ristrutturazioni di 207 milioni di euro accoglie principalmente gli oneri previsti dal settore Refining & Marketing (168 milioni di euro) a fronte di siti e attività materiali dismessi.

Il fondo per imposte di 188 milioni di euro riguarda essenzialmente gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi fiscali connessi a incertezze applicative delle norme applicabili a società estere del settore Exploration & Production (167 milioni di euro).

Il fondo *social project* di 119 milioni di euro accoglie gli oneri che l'Eni prevede di sostenere per gli impegni assunti nei contratti per attività minerarie. La rilevazione delle nuove iniziative e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate alla voce "Attività immateriali".

Il fondo mutua assicurazione OIL di 91 milioni di euro accoglie l'accantonamento stanziato nel 2004 della stima dell'onere relativo all'impegno derivante dalla partecipazione dell'Eni alla mutua assicurazione Oil Insurance Ltd connesso alla sinistrosità degli ultimi cinque esercizi che sarà liquidato nel quinquennio 2005-2009.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate di 80 milioni di euro accoglie le perdite delle imprese partecipate che eccedono il valore di carico della partecipazione. Il fondo riguarda essenzialmente l'Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (37 milioni di euro), il Consorzio SET Sviluppo Elettrico Trecate (18 milioni di euro) e la Caspian Pipeline Consortium R - Closed Joint Stock Co (18 milioni di euro).

Con riferimento ai fondi per rischi e oneri esistenti, l'Eni non ritiene ragionevolmente possibile l'insorgenza di ulteriori passività di ammontare significativo in aggiunta a quanto già stanziato.

22 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti di 921 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Valore al 30.06.2005
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	523	532
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	141	155
Fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni	94	93
Altri fondi per benefici ai dipendenti	135	141
	893	921

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.

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

23 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite di 4.501 milioni di euro (3.946 milioni di euro al 31 dicembre 2004) sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili.

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 30.06.2005
Passività per imposte differite	3.946	1.273	(161)	(557)	4.501

Le altre variazioni di 557 milioni di euro riguardano principalmente la compensazione, a livello di singola impresa, delle passività per imposte differite con le attività per imposte anticipate (799 milioni di euro) e, in aumento, le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (290 milioni di euro).

Le passività per imposte differite si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2004	30.06.2005
Imposte sul reddito differite	6.128	7.765
Imposte sul reddito anticipate compensabili	(2.182)	(3.264)
	3.946	4.501
Imposte sul reddito anticipate non compensabili	(1.819)	(1.580)
	2.127	2.921

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Accantonamenti al netto degli utilizzi	Altre variazioni	Valore al 30.06.2005
Imposte sul reddito differite:				
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	3.885	809	772	5.466
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	402	154		556
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	219	(2)	30	247
- costi per abbandono e ripristino siti	104	96	(18)	182
- altre	1.518	55	(259)	1.314
	6.128	1.112	525	7.765
Imposte sul reddito anticipate:				
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(2.044)	(195)	32	(2.207)
- rivalutazione dei beni a norma delle leggi nn. 342/2000 e 448/2001	(1.177)	44	1	(1.132)
- ammortamenti non deducibili	(432)	(361)	(266)	(1.059)
- perdite fiscali portate a nuovo	(1.071)	24	494	(553)
- altre	(1.334)	12	(165)	(1.487)
	(6.058)	(476)	96	(6.438)
a dedurre:				
- svalutazione delle imposte sul reddito anticipate	2.057	37	(500)	1.594
	(4.001)	(439)	(404)	(4.844)
Passività nette per imposte differite	2.127	673	121	2.921

Le altre variazioni di 121 milioni di euro comprendono differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 159 milioni di euro.

La svalutazione delle imposte sul reddito anticipate di 1.594 milioni di euro (2.057 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguarda le perdite fiscali che si ritiene di non poter utilizzare a fronte di utili futuri e le differenze temporanee attive che si ritiene di non poter recuperare.

24 Altre passività

(milioni di euro)	31.12.2004	30.06.2005
Debiti commerciali e altri debiti	242	217
Passività per imposte correnti	21	3
Altre passività	199	223
	462	443

I debiti commerciali e altri debiti riguardano debiti commerciali per 53 milioni di euro e ad altri debiti per 164 milioni di euro (rispettivamente 67 e 175 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

25 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 consolidate con il metodo dell'integrazione globale:

(milioni di euro)	Risultato di periodo		Patrimonio netto	
	I semestre 2004	I semestre 2005	31.12.2004	30.06.2005
Snam Rete Gas SpA	172	164	2.025	1.978
Tigáz Tisztántúli Gazszolgáltató Részvénytársaság	7	5	78	78
Distribuidora de Gas Cuyana SA	1	2	28	32
Altre	6	1	178	157
	186	172	2.309	2.245

Patrimonio netto dell'Eni

(milioni di euro)	Valori al 31.12.2004	Valori al 30.06.2005
Capitale sociale	4.004	4.004
Riserva legale	959	959
Riserva per differenze di cambio	(764)	611
Riserva per acquisto di azioni proprie	5.392	5.382
Azioni proprie acquistate	(3.229)	(3.447)
Altre riserve	4.015	5.357
Utili relativi a esercizi precedenti	14.938	17.390
Utile del periodo	7.059	4.343
	32.374	34.599

Capitale sociale

Al 30 giugno 2005, il capitale sociale dell'Eni SpA, interamente versato, è rappresentato da n. 4.004.462.776 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (n. 4.004.424.476 azioni al 31 dicembre 2004). L'incremento è dovuto all'emissione di n. 38.300 azioni del valore nominale di 1 euro sottoscritte dai dirigenti assegnatari dei piani di *stock grant* che hanno risolto consensualmente il rapporto di lavoro.

L'Assemblea ordinaria degli azionisti dell'Eni SpA ha deliberato il 27 maggio 2005 la distribuzione del dividendo di 0,90 euro per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola; il dividendo è stato messo in pagamento a partire dal 23 giugno 2005, con stacco cedola fissato al 20 giugno 2005.

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 in euro 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 5.382 milioni di euro (5.392 milioni di euro al 31 dicembre 2004) comprende le azioni proprie acquistate.

Azioni proprie acquistate

Le azioni proprie acquistate ammontano a 3.447 milioni di euro (3.229 milioni di euro al 31 dicembre 2004) e sono rappresentate da n. 245.197.876 azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Eni SpA (n. 234.394.888 azioni al 31 dicembre 2004). Le azioni proprie per 276 milioni di euro (286 milioni di euro al 31 dicembre 2004), rappresentate da n. 20.275.300 azioni ordinarie (n. 21.006.600 azioni ordinarie al 31 dicembre 2004), sono al servizio dei piani di *stock option* 2002-2004 (n. 16.617.900 azioni) e di *stock grant* 2003-2005 (n. 3.657.400 azioni). La diminuzione di n. 731.300 azioni si analizza come segue:

	Stock option	Stock grant	Totale
Numero azioni al 31 dicembre 2004	14.574.000	6.432.600	21.006.600
- riclassifica (*)	2.658.400	(2.658.400)	
	17.232.400	3.774.200	21.006.600
- diritti esercitati	(591.500)	(114.000)	(705.500)
- diritti decaduti	(23.000)	(2.800)	(25.800)
	(614.500)	(116.800)	(731.300)
Numero azioni al 30 giugno 2005	16.617.900	3.657.400	20.275.300

(*) La riclassifica è stata effettuata in esecuzione della deliberazione dell'Assemblea degli azionisti del 27 maggio 2005.

Al 30 giugno 2005 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 11.174.500 azioni a fronte dei piani di *stock option* e di n. 2.057.400 azioni a fronte dei piani di *stock grant*.

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di *stock option* e *stock grant* sono fornite al paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" del capitolo "Altre informazioni" delle "Informazioni sulla gestione dell'Eni SpA".

Altre riserve

Le altre riserve di 5.357 milioni di euro (4.015 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si riferiscono per 5.206 milioni di euro (3.896 milioni di euro al 31 dicembre 2004) alle riserve disponibili dell'Eni SpA.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto dell'Eni al 30 giugno 2005 comprende riserve distribuibili per circa 27.600 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 (26 milioni di euro).

Prospetto di raccordo del risultato di periodo e del patrimonio netto dell'Eni SpA con quelli consolidati

(milioni di euro)	Risultato di periodo		Patrimonio netto	
	I semestre 2004	I semestre 2005	31.12.2004	30.06.2005
Come da bilancio di esercizio dell'Eni SpA	3.832	3.778	29.433	29.827
Azioni proprie			(3.229)	(3.447)
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di periodo, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	1.253	391	8.507	10.939
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(66)	(22)	2.033	2.000
- eliminazione rettifiche e accantonamenti di natura esclusivamente fiscale e uniformità dei principi contabili	(2.395)	661	(24)	(445)
- eliminazione di utili infragruppo	41	(26)	(2.100)	(2.127)
- imposte sul reddito differite e anticipate	885	(270)	(208)	(103)
- altre rettifiche	1	3	271	200
	3.551	4.515	34.683	36.844
Interessi di terzi	(186)	(172)	(2.309)	(2.245)
Come da bilancio consolidato	3.365	4.343	32.374	34.599

26 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

	31.12.2004				30.06.2005			
(milioni di euro)	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale
Imprese controllate	7	1.774		1.781	7	1.737		1.744
Imprese collegate	4.901	1.845	40	6.786	4.899	1.500	40	6.439
Imprese consolidate		7.856		7.856		9.801		9.801
Altri	70	169		239	64	77		141
	4.978	11.644	40	16.662	4.970	13.115	40	18.125

Le fidejussioni, le altre garanzie personali e le garanzie reali prestate nell'interesse di imprese controllate e collegate non consolidate di 8.183 milioni di euro (8.567 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di 4.894 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2004) rilasciata dall'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 (50,1% Eni); a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio, escluse le società controllate dall'Eni, hanno rilasciato all'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 1.727 milioni di euro (2.049 milioni di euro al 31 dicembre 2004), di cui 824 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 (731 milioni di euro al 31 dicembre 2004). Il decremento di 322 milioni di euro si riferisce principalmente all'estinzione della garanzia rilasciata nell'interesse di EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (50% Eni) di 250 milioni di euro; (iii) fidejussioni, contratti autonomi e lettere di patronage rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per il rispetto degli accordi contrattuali per 1.272 milioni di euro (928 milioni di euro al 31 dicembre 2004). L'incremento di 344 milioni di euro si riferisce essenzialmente alle garanzie rilasciate dall'Enifin nell'interesse del gruppo Saipem (43,29% Eni) (273 milioni di euro); (iv) garanzie di *performance* per 62 milioni di euro rilasciate a favore di Unión Fenosa SA e nell'interesse di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa di quest'ultima (111 milioni di euro al 31 dicembre 2004); (v) garanzie reali di 40 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2004) relative a pegni su azioni rilasciati a banche a fronte di finanziamenti. L'impegno effettivo esistente al 30 giugno 2005 a fronte delle suddette garanzie è di 4.833 milioni di euro (5.128 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese consolidate di 9.801 milioni di euro (7.856 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano principalmente: (i) *parent company guarantees* rilasciate a fronte degli impegni contrattuali relativi all'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base dei piani di investimento, in 6.237 milioni di euro (4.601 milioni di euro al 31 dicembre 2004). L'incremento di 1.636 milioni di euro si riferisce principalmente all'aumento delle garanzie rilasciate dall'Eni SpA nell'interesse di Agip Caspian Sea BV a fronte degli obblighi contrattuali connessi all'attività di esplorazione nella Repubblica del Kazakhstan (764 milioni di euro), alla riclassifica da imprese controllate della garanzia rilasciata nell'interesse di Agip Middle East BV a fronte degli impegni contrattuali assunti nei confronti del Governo del Regno Saudita (413 milioni di euro) e alla garanzia rilasciata nel semestre nell'interesse di Eni Norge AS a garanzia del pagamento di tariffe di trasporto gas nel Mare del Nord norvegese (243 milioni di euro); (ii) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 1.720 milioni di euro (1.254 milioni di euro al 31 dicembre 2004). L'incremento di 466 milioni di euro si riferisce principalmente al settore Altre attività - Ingegneria (366 milioni di euro) e al settore Refining & Marketing (94 milioni di euro); (iii) rimborso di crediti Iva da parte dell'Amministrazione finanziaria per 1.155 milioni di euro (1.156 milio-

ni di euro al 31 dicembre 2004); (iv) rischi assicurativi per 279 milioni di euro che l'Eni ha riassicurato (396 milioni di euro al 31 dicembre 2004). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 7.483 milioni di euro (5.947 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di 141 milioni di euro (239 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano essenzialmente: (i) garanzie rilasciate dall'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 92 milioni di euro (160 milioni di euro al 31 dicembre 2004); (ii) garanzie di *performance* rilasciate a favore della Unión Fenosa SA e di sue controllate a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa delle partecipate di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni) per 30 milioni di euro (41 milioni di euro al 31 dicembre 2004). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 68 milioni di euro (103 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

Impegni e rischi

(milioni di euro)	31.12.2004	30.06.2005
Impegni		
Acquisto di beni	200	193
Vendita di beni	124	24
Altri	319	355
	643	572
Rischi	1.151	1.191
	1.794	1.763

Gli impegni di acquisto e di vendita di beni di 217 milioni di euro (324 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano titoli per 181 milioni di euro (183 milioni di euro al 31 dicembre 2004) e partecipazioni per 36 milioni di euro (141 milioni di euro al 31 dicembre 2004). Gli impegni relativi ai titoli si riferiscono all'operazione di collocamento di prodotti mobiliari della Sofid Sim SpA. Con questa operazione la società ha venduto a investitori, principalmente dipendenti, prodotti mobiliari 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. A fronte dell'impegno per lo scambio di interessi, la società ha stipulato contratti derivati di copertura per i quali riceve un tasso variabile più favorevole rispetto a quello riconosciuto agli investitori. Il decremento degli impegni relativi alle partecipazioni di 105 milioni di euro riguarda essenzialmente l'esercizio da parte della Erg SpA del diritto di acquisto del 28% della Erg Raffinerie Mediterranee Srl (100 milioni di euro).

Gli altri impegni di 355 milioni di euro (319 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano essenzialmente: (i) gli impegni, anche per conto del *partner* Enterprise SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni SpA nell'area della Val d'Agri di 192 milioni di euro (206 milioni di euro al 31 dicembre 2004); (ii) gli investimenti previsti dall'accordo di programma per l'area di Porto Marghera sottoscritto dalla Syndial SpA con i Ministeri per le attività produttive, delle infrastrutture e dei trasporti, dell'ambiente e della tutela del territorio e con le associazioni di industriali e lavoratori per costituire e mantenere nel tempo condizioni ottimali di coesistenza tra la tutela dell'ambiente e lo sviluppo del settore chimico di 141 milioni di euro (90 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

I rischi di 1.191 milioni di euro (1.151 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano principalmente: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali di 404 milioni di euro (406 milioni di euro al 31 dicembre 2004); (ii) rischi di custodia di beni di terzi di 599 milioni di euro (551 milioni di euro al 31 dicembre 2004); (iii) rischi per danni di natura ambientale di 136 milioni di euro (137 milioni di euro al 31 dicembre 2004); (iv) rischi per contenziosi fiscali di 32 milioni di euro (37 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

Esposizione e gestione dei rischi finanziari

L'Eni opera a livello internazionale nelle attività del petrolio e del gas naturale, della generazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e costruzioni con esposizione a rischi di mercato in connessione a modifiche nei tassi di interesse, nei tassi di cambio e nei prezzi delle merci. Il rischio di variazione dei prezzi e dei flussi finanziari è strettamente connesso alla natura stessa del *business* ed è solo parzialmente mitigabile attraverso l'utilizzo di appropriate politiche di gestione del rischio.

Rischio di variazioni dei prezzi e dei flussi finanziari

I risultati dell'Eni sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi delle materie prime energetiche comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi. Inoltre, i flussi finanziari dell'Eni sono esposti alle oscillazioni dei tassi di cambio e di interesse. In particolare, l'esposizione ai tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in aree diverse dall'euro, dalla circostanza che i prezzi di una parte rilevante dei prodotti venduti (acquistati) sono quotati o legati al 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 di transazione). 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.

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'Eni a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Il rischio credito connesso al normale svolgimento delle operazioni commerciali è monitorato dalle unità di *business* sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei *partner* commerciali. Relativamente agli impieghi di disponibilità e all'utilizzo di strumenti finanziari, compreso gli strumenti derivati, le società finanziarie adottano linee guida definite dalla Direzione Finanziaria dell'Eni che indicano le caratteristiche dei soggetti idonei a essere controparte. L'Eni non ha avuto casi significativi di mancato adempimento della controparte.

Al 31 dicembre 2004 e al 30 giugno 2005 non vi sono concentrazioni significative di rischio credito.

Rischio liquidità

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie possano non essere disponibili o essere disponibili solo a costo elevato. Allo stato attuale, l'Eni ritiene, attraverso l'ampia diversificazione delle fonti di finanziamento e la disponibilità di linee di credito *committed* e *uncommitted*, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Obiettivi e politiche in materia di gestione del rischio finanziario

Nell'Eni l'attività di tesoreria è accentrata sostanzialmente in due distinte società operanti rispettivamente nel mercato nazionale e nei mercati esteri.

Il Consiglio di Amministrazione dell'Eni SpA ha definito le linee guida sull'attività finanziaria che prevedono la quantificazione da parte della Direzione Finanziaria dei limiti massimi di rischio cambio e tasso di interesse assumibili dalle società finanziarie dell'Eni e la definizione delle caratteristiche dei soggetti idonei a essere controparte. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di cambio, le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate dalle società finanziarie dell'Eni sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria, ma i limiti massimi di rischio accettabile sono sensibilmente più bassi rispetto a quelli raccomandati dal Comitato stesso. La Direzione Finanziaria dell'Eni SpA controlla il rispetto delle direttive impartite nonché la coerenza tra gli indicatori utilizzati per la misurazione dei limiti massimi di rischio accettabile e le caratteristiche dei portafogli e delle condizioni di mercato. Alle società operative è indicato di adottare politiche valutarie finalizzate alla minimizzazione del rischio cambio.

Al fine di ridurre i rischi di mercato connessi a modifiche nei tassi di interesse, nei tassi di cambio e nei prezzi delle merci, l'Eni stipula contratti derivati finanziari e contratti derivati su merci.

Contratti derivati

L'Eni adotta una strategia volta a minimizzare l'esposizione al rischio cambio di transazione attraverso una politica di compensazione di attività e di passività e di utilizzo di contratti derivati.

L'Eni stipula contratti derivati su merci al fine di gestire essenzialmente i rischi connessi all'andamento della quotazione dei greggi e dei prodotti petroliferi a cui è esposta l'attività di commercializzazione del gas e l'attività di raffinazione e commercializzazione di prodotti petroliferi.

L'Eni stipula diverse tipologie di contratti derivati su tassi di interesse al fine di ridurre il rischio dei tassi di interesse, di diminuire i costi di finanziamento e di diversificare le sue fonti di finanziamento.

L'Eni non stipula contratti derivati con finalità speculative.

Contenziosi

L'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, l'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 l'Eni ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Ambiente

Eni SpA

Nel 1997 la Grifil SpA ha convenuto in giudizio dinanzi al Tribunale di La Spezia l'AgipPetroli SpA (incorporata nell'Eni SpA nel 2002) chiedendo il pagamento delle spese necessarie alla bonifica di un terreno, facente parte della raffineria di La Spezia (la cui attività è cessata nel 1985), vendutole nel 1996 dalla Italiana Petroli SpA, successivamente incorporata nell'AgipPetroli SpA. La richiesta di risarcimento, compresi gli asseriti danni subiti, ammonta complessivamente a 103 milioni di euro. Alla fine del 2002 Grifil e AgipPetroli hanno concluso una transazione che prevedeva l'accollo da parte dell'AgipPetroli del 50% del costo della bonifica valutato da primaria società del settore in 19 milioni di euro, e comunque fino a un massimo di 9,5 milioni di euro, nonché l'obbligo della Grifil di provvedere a sua cura e a sue spese alla bonifica del terreno e di rinunciare alla richiesta di risarcimento. La Grifil non ha eseguito gli obblighi assunti con la transazione; in relazione a ciò, ferme e impregiudicate le azioni di regresso e cautelari a garanzia del credito nei confronti della obbligata Grifil, l'Eni ha deciso di bonificare il terreno in accordo con una società interessata a edificare su parte del terreno che si è accollata il 13% del costo della bonifica. Resta pendente il giudizio promosso dalla Grifil dinanzi al Tribunale di La Spezia. Il 7 gennaio 2004 il Comune di La Spezia ha immesso l'Eni nel possesso dell'area e da tale data sono iniziati i primi lavori di bonifica a cura e spese di quest'ultima. L'Eni ha chiesto il sequestro conservativo dell'area della Grifil, fino alla concorrenza massima di 19 milioni di euro; infatti con due successivi provvedimenti, rispettivamente del 2 dicembre 2003 e del 13 gennaio 2004, il Tribunale di Genova ha dichiarato legittimo il diritto dell'Eni, alla luce del contratto di compravendita a suo tempo intervenuto fra Italiana Petroli e Grifil, di porre a carico di quest'ultima tutti gli oneri di disinquinamento che la Società andrà a sostenere per l'inadempimento dell'acquirente. Il giudice del procedimento ha ritenuto chiusa l'attività istruttoria e la causa pronta per essere decisa nel merito. Relativamente al valore da attribuire al sequestro conservativo (fino a 19 milioni di euro), il Tribunale ha chiesto all'Eni di produrre in giudizio il contratto di appalto dei lavori di disinquinamento dal quale risulti il corrispettivo dovuto all'appaltatore; il contratto con una primaria società internazionale specializzata nel settore delle bonifiche è stato stipulato il 15 aprile 2004 e depositato in giudizio. L'Eni, al fine di non perdere alcuna garanzia patrimoniale a fronte del suo credito verso Grifil, pur sostenendo i costi di bonifica, ha esercitato e formalmente trascritto presso la conservatoria dei registri immobiliari contro quest'ultima anche un'azione revocatoria ordinaria atta a impedire, nelle more del giudizio di merito, la possibilità di Grifil di vendere a terzi il terreno di sua proprietà oggetto di disinquinamento. Il 6 settembre 2005 è stata perfezionata tra Eni e Immobiliare Helios SpA (acquirente della totalità delle azioni rappresentanti il capitale sociale di Grifil) una transazione che:

(i) ha chiuso definitivamente tutte le controversie pendenti con Grifil, con reciproca rinuncia a qualsiasi futura pretesa direttamente o indirettamente connessa alla vendita del terreno *de quo*; (ii) ha posto, a spese e a carico del nuovo socio di Grifil, l'attuazione di tutte le restanti attività di bonifica realizzando così, con l'espresso consenso del Comune di La Spezia, la sostituzione di Eni con il nuovo soggetto che provvederà alla bonifica; (iii) ha previsto il versamento da parte di Eni al nuovo socio di Grifil di una somma forfettaria di 15,1 milioni di euro da erogarsi a fronte degli stati di avanzamento dei lavori di bonifica che quest'ultimo andrà a effettuare, ammontare che trova copertura nell'apposito fondo rischi.

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 novembre 2002 è stato notificato l'atto di costituzione di parte civile da Italia Nostra e dall'Associazione Amici della Terra, con richiesta di risarcimento danni di 15.050 milioni di euro. All'esito dell'istruttoria dibattimentale, nel luglio 2003, il giudice competente ha pronunciato ordinanza con la quale, ravvisando la più grave ipotesi di cui all'art. 440 del codice penale (adulterazione di acque e di sostanze alimentari), ha disposto la trasmissione degli atti al Pubblico Ministero. Il 24 maggio 2005 si è svolta l'udienza preliminare. La prossima udienza è fissata per il 18 ottobre 2005.

Nel 2000 la Procura della Repubblica di Gela ha promosso un'indagine in relazione ad asserite emissioni provocate da diversi impianti della raffineria di Gela che avrebbero causato effetti nocivi alla salute di cittadini di Gela, nonché per non avere dichiarato tali emissioni in violazione del D.P.R. n. 203/1988. L'indagine è sfociata in un decreto di citazione a giudizio per fatti avvenuti dal 1997. Si sono costituiti parte civile il Comune di Gela, la Provincia di Caltanissetta e altri, con richiesta di risarcimento danni di complessivi 878 milioni di euro. Il giudizio di 1° grado è pendente innanzi al Tribunale Penale di Gela.

Nell'ambito di un procedimento avviato dalla Procura di Gela nel 2002 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, si è concluso il 2 luglio 2003 un incidente probatorio. Enti locali, associazioni ambientaliste, proprietari di terreni che sarebbero stati danneggiati si sono costituiti persone offese. Il 17 gennaio 2005 si è concluso il secondo incidente probatorio, iniziato alla fine del 2003, per accertare quali siano le emissioni provenienti dal sito di Gela che avrebbero determinato i presunti danni lamentati.

Nel marzo 2002 la Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato un'indagine concernente l'attività della raffineria di Priolo per avvelenamento doloso di acque destinate al consumo umano e disposto una consulenza tecnica, in corso di espletamento, 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. Il procedimento si trova nella fase di indagini preliminari. Vista la complessità delle indagini in corso, è stato affidato a una società specializzata del settore il compito di verificare l'origine, le cause e l'estensione delle asserite infiltrazioni. A scopo meramente cautelativo, sono in avanzata fase di completamento gli interventi volti a: (i) mettere in sicurezza e a bonificare l'intera zona interessata dall'inquinamento; (ii) riallocare i pozzi eroganti acqua potabile in area ancora più distante e più a monte del sito industriale; (iii) installare un sistema di depurazione delle acque potabili. Con provvedimento del 1° giugno 2004 sono stati dissequestrati tutti i serbatoi della raffineria che il 17 aprile 2003 erano stati posti sotto sequestro, a eccezione di 5.

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. Nell'ambito del conseguente procedimento penale, il 12 maggio 2004 si è svolta la prima udienza relativa al giudizio immediato. Il giudizio è in corso.

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. Il 27 ottobre 2003, nell'ambito del procedimento, la Procura ha chiesto di procedere, con incidente probatorio accolto dal Giudice per le indagini preliminari il 7 novembre 2003, alla verifica dello stato dei serbatoi della raffineria stessa, nonché di accertare se da eventuali rotture degli stessi possano essersi verificate perdite di prodotti petroliferi nel terreno sottostante con possibile inquinamento delle falde sottostanti la raffineria. Le contestazioni mosse riguardano le norme ambientali in tema di inquinamento delle acque e dei suoli nonché un'ipotesi di smaltimento non autorizzato di rifiuti. Lo stesso Giudice per le indagini preliminari, con un precedente provvedimento del 3 novem-

bre 2003, in accoglimento di un'ulteriore richiesta della Procura della Repubblica di Gela, aveva già disposto il sequestro preventivo di 92 serbatoi della raffineria. Il provvedimento ha determinato la fermata della raffineria di Gela dal 17 novembre 2003; successivamente – operando in sede di incidente probatorio e a seguito di numerosi sopralluoghi, ispezioni e analisi effettuate dai periti del Giudice per le indagini preliminari che hanno di volta in volta escluso ragionevolmente perdite di prodotto dai serbatoi oggetto di indagine – si è giunti, su istanze della Raffineria di Gela SpA, al dissequestro di 42 serbatoi e al riavvio delle attività dal 19 gennaio 2004. A seguito di successivi provvedimenti di dissequestro al 30 giugno 2005 rimangono sotto sequestro 9 serbatoi che non interferiscono con la piena operatività ed efficienza della raffineria.

In relazione a indagini giudiziarie sul fenomeno della subsidenza eventualmente imputabile alle attività minerarie, il 21 maggio 2004 il Nucleo Operativo Ecologico dei Carabinieri di Venezia, in esecuzione del provvedimento del Giudice dell'udienza preliminare presso il Tribunale di Rovigo, ha posto sotto sequestro preventivo i giacimenti Dosso degli Angeli, Angela/Angelina - Ravenna Mare Sud e le piattaforme e i pozzi ivi esistenti. Il 10 giugno 2004, su ricorso della difesa, il Tribunale del riesame di Rovigo ha ordinato il dissequestro dei giacimenti Angela/Angelina - Ravenna Mare Sud e delle piattaforme e pozzi ivi esistenti. Il 10 marzo 2005, la Corte di Cassazione ha respinto i ricorsi presentati dalle parti confermando così la decisione del Tribunale del riesame di Rovigo. Il 5 febbraio 2003, con analogo provvedimento del Tribunale di Rovigo, era stato eseguito il sequestro preventivo della piattaforma Naomi/Pandora, dei pozzi Naomi 4 Dir, Naomi 2 Dir, 3 Dir - Pandora 2 Dir e della condotta sottomarina per il trasporto della produzione a Casalborgorsetti. L'Eni ritiene di avere sempre agito nel rispetto delle leggi munita delle necessarie autorizzazioni. Tenuto conto dei rilievi dei consulenti della Procura della Repubblica presso il Tribunale di Rovigo, da cui traggono origine le richieste di sequestro, l'Eni ha costituito una commissione scientifica, indipendente e interdisciplinare, presieduta dal prof. Enzo Boschi, professore ordinario di sismologia presso l'Università degli Studi di Bologna e presidente dell'Istituto nazionale di geofisica e vulcanologia, e 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 dell'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 l'Eni utilizza le più avanzate tecniche esistenti per la previsione, la misurazione e il controllo del suolo.

EniPower SpA

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. Sono in corso le analisi di campioni di terreno prelevati sia in Loreo sia presso lo stabilimento EniPower di Mantova.

Polimeri Europa SpA

Davanti al Tribunale di Gela si sono svolti due procedimenti penali connessi, uno relativo all'attività del Forno F3001 e l'altro all'attività dell'impianto ACN (utilizzo del residuo FOK) entrambi conclusi con sentenza di condanna degli imputati. Nel procedimento relativo al Forno F3001 è stato disposto il rinvio al giudice civile per la liquidazione del danno ambientale a favore della Provincia di Caltanissetta. La sentenza è stata impugnata.

Syndial SpA (ex EniChem SpA)

Nel 1992 il Ministero dell'ambiente ha convenuto in giudizio davanti al Tribunale di Brescia l'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 da determinarsi in corso di causa e comunque in misura non inferiore a 136 milioni di euro, oppure in via equitativa. L'EniChem ha acquisito lo stabilimento di Mantova nel giugno 1989 nell'ambito dell'operazione Enimont e, al riguardo, sussiste l'obbligo della Edison SpA di manlevarla

e/o indennizzarla degli oneri eventualmente connessi a danni causati a terzi dall'esercizio degli impianti e delle strutture industriali, prima dell'apporto da parte di Montedison, ancorché manifestatisi successivamente. L'udienza è fissata per il 31 ottobre 2005.

Con procedimento penale aperto nel 1997 avanti al Tribunale di Venezia sono state contestate imputazioni connesse alla gestione di impianti di Porto Marghera a decorrere dai primi anni '70 e fino 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 dell'Eni e di Syndial la Corte di Appello ha dichiarato di non doversi procedere per intervenuta prescrizione in ordine ad alcune contravvenzioni al D.P.R. 962/1973 (legge su Venezia) e in ordine al reato di cui all'art. 437, 1° comma codice penale, confermando per tutto il resto la sentenza di assoluzione del Tribunale di Venezia. Tutte le parti hanno proposto ricorso per Cassazione. L'Eni ha effettuato uno stanziamento a fronte di questo contenzioso.

Nel 2000 la Procura della Repubblica di Brindisi ha avviato un procedimento penale nei confronti di 68 persone appartenenti a molte 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. Sulla richiesta di archiviazione non si è ancora pronunciato il Giudice per le indagini preliminari.

Con atto di citazione notificato il 18 dicembre 2002 l'EniChem SpA è stata convenuta in giudizio avanti al Tribunale di Venezia, unitamente ad Ambiente SpA e a European Vinyls Corporation Italia SpA (EVC Italia), dalla provincia di Venezia la quale ha chiesto la condanna in solido delle società convenute al risarcimento del danno ambientale, non quantificato, che sarebbe stato arrecato alla laguna di Venezia dalle attività dei rispettivi impianti del petrolchimico di Porto Marghera che hanno costituito oggetto di due procedimenti penali a carico di dirigenti e dipendenti delle medesime società. EVC Italia, nel costituirsi, ha esercitato, in via subordinata all'accertamento dell'infondatezza della pretesa della Provincia, azione di regresso nei confronti di EniChem e di Ambiente. La pretesa risarcitoria della Provincia e, conseguentemente, quella in rivalsa di EVC Italia nei confronti di EniChem e di Ambiente non sono state quantificate. La prossima udienza è fissata per il 9 dicembre 2005.

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 hanno nominato i rispettivi difensori nella dichiarata qualità di persone offese dal reato. È stata notificata agli indagati la conclusione delle indagini preliminari con la conferma dei capi di imputazione inizialmente contestati.

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 dell'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. Il 6 giugno 2003, EniChem SpA si è costituita in giudizio, chiedendo in via principale il rigetto delle domande attoree e in via riconvenzionale il pagamento di tutti i costi e le spese sostenute per i procedimenti di bonifica già avviati. La Provincia di Crotone è intervenuta nella causa in adesione alle domande del Commissario spiegando autonoma domanda di danni quantificabili in 300 milioni di euro. La prossima udienza è fissata per il 21 ottobre 2005.

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 prossima udienza è fissata per il 21 ottobre 2005.

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. Syndial si è costituita eccependo tra l'altro il difetto di legittimazione dell'attrice. L'udienza per la precisazione delle conclusioni è fissata per il 5 aprile 2006.

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. Dopo la costituzione di Syndial, il Giudice ha rinviato l'udienza al 10 novembre 2005.

Con atto di citazione notificato nel maggio 2003 il Ministro dell'ambiente ha convenuto in giudizio avanti al Tribunale di Torino la 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. L'udienza per l'espletamento delle prove è fissata per il 26 settembre 2005.

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. 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 78,5 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. La causa è stata fissata al 31 ottobre 2005 per l'assegnazione a sentenza.

Fiscale

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 nell'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 dell'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, l'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.

Nel corso del 2003 la Circonscrizione Doganale di Taranto ha notificato all'Eni SpA, quale incorporante dell'AgipPetroli SpA, 147 avvisi di accertamento e di rettifica di altrettante bollette di importazione di prodotti finiti e semilavorati effettuate dalla raffineria di Taranto negli anni 2000, 2001 e 2002. La contestazione riguardava diritti di confine (dazi di importazione e Iva relativa) di circa 24 milioni di euro non pagati dalla Società, perché i prodotti importati erano stati destinati a lavorazioni rientranti fra i trattamenti definiti per i quali la

Tariffa Doganale Comune prevede l'esenzione daziaria. Gli avvisi di accertamento non contenevano la determinazione delle sanzioni amministrative previste dalla legge doganale tra il minimo di una volta e il massimo di dieci volte i diritti non corrisposti. Alla Società è stata contestata la mancanza dell'autorizzazione amministrativa per usufruire dell'esenzione daziaria prevista in caso di trattamento definito dei prodotti importati. Ritenendo il proprio comportamento corretto, anche alla luce della Circolare 20/D/2003, la Società ha avviato il procedimento per la risoluzione in via amministrativa previsto dalla normativa doganale chiedendo altresì al Direttore Regionale della Puglia l'annullamento in via di autotutela degli avvisi di accertamento ricevuti. Con provvedimento del 26 novembre 2004 il Direttore Regionale della Puglia ha accolto le ragioni della Società ponendo fine al contenzioso in essere con l'annullamento in autotutela dei 147 avvisi di accertamento contestati.

Tuttavia il 12 marzo 2004 il Comando Nucleo Regionale Polizia Tributaria Puglia ha notificato alla Società un processo verbale di constatazione con il quale viene ipotizzato il reato di contrabbando aggravato e di falso in atto pubblico relativamente alle stesse importazioni già oggetto degli avvisi di accertamento della Dogana di Taranto e ad altre avvenute tra il gennaio 1999 e il febbraio 2003. Il processo verbale redatto dalla Guardia di Finanza, inviato al Procuratore della Repubblica presso il Tribunale di Taranto, contesta l'omesso pagamento di diritti di confine (dazi e Iva relativa) di circa 26 milioni di euro. Per il reato di contrabbando è prevista una multa non inferiore al doppio e non superiore al decuplo dei tributi non versati. La contestazione ha le stesse motivazioni già eccepite dalla Dogana di Taranto respinte dal provvedimento con il quale il Direttore Regionale ha posto fine al contenzioso in sede amministrativa.

Con avviso di accertamento dell'imposta comunale sugli immobili (ICI) emesso dal Comune di Pineto (TE) e notificato all'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 n. 49/03/01 del 15 gennaio 2001, depositata il 28 maggio 2001 e con la sentenza della Commissione Tributaria Regionale de L'Aquila n. 7 del 20 gennaio 2003, depositata il 10 marzo 2003. La Corte Suprema di Cassazione con la sentenza n. 13794 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.

Eni Dacion BV

Nell'agosto 2005 l'Amministrazione finanziaria della Repubblica del Venezuela ha notificato alla filiale locale dell'Eni Dacion BV quattro avvisi di accertamento relativi all'imposta sul reddito dovuta per gli esercizi 2001, 2002, 2003 e 2004 che negando la deducibilità di alcuni costi: (i) azzerano le perdite dichiarate per tali esercizi di complessivi 910 miliardi di bolivares (425 milioni di dollari USA); (ii) determinano per gli stessi esercizi un reddito imponibile di complessivi 115 miliardi di bolivares (54 milioni di dollari USA); (iii) contestano 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 Dacion BV. In particolare viene negata la deducibilità: (i) degli interessi dovuti 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. Gli avvisi di accertamento notificati hanno natura preliminare e perciò non impongono il versamento delle imposte accertate e non contengono la determinazione delle sanzioni (da un minimo del 10% a un massimo del 250%), né degli interessi di mora (tasso medio del periodo pari a circa il 23%). La Società intende presentare ricorso amministrativo per chiedere l'annullamento degli avvisi di accertamento. Entro la fine di ottobre 2006 l'Amministrazione finanziaria dovrà pronunciarsi annullando o confermando in tutto o in parte le contestazioni formulate. In caso di conferma, saranno notificati gli

avvisi di accertamento definitivi avverso i quali è possibile presentare un ulteriore ricorso amministrativo o adire direttamente l'Autorità giudiziaria.

Agip Karachaganak BV

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, le contestazioni originarie si sono ridotte a 22 milioni di dollari in quota Eni; proseguono gli incontri per la definizione delle contestazioni residue. L'Eni ha effettuato uno stanziamento al fondo rischi.

Snam Rete Gas SpA

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 SpA 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 di 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 dell'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. 146/2002) e 2003-2004 (delibera n. 71/2003) 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 nella parte in cui dichiara, in via incidentale, il contrasto del tributo regionale con l'ordinamento comunitario. La Commissione Europea, il 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 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 svia-menti di traffico nei rapporti con questi paesi e distorsioni nella libera circolazione o nelle condizioni di concorrenza tra gli Stati membri. La Commissione inizialmente ha invitato il Governo italiano a trasmettere le proprie osservazioni in merito e successivamente, con proprio parere motivato del 7 luglio 2004 ha formalmente chiesto all'Italia di abrogare il tributo. Lo Stato italiano, entro il termine di due mesi dal ricevimento del parere, non ha provveduto all'abrogazione del tributo; pertanto il 20 dicembre 2004 la Commissione Europea ha trasmesso gli atti alla Corte di Giustizia Europea perché si pronunci con sentenza. 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 avanti alla Commissione Tributaria Regionale di Palermo che, con sentenza depositata il 4 marzo 2005 ha disposto il rigetto dell'appello presentato dalla Regione Sicilia e confermato il giudizio di 1° grado di illegittimità del tributo ambientale. Relativamente alle restanti sette rate del tributo versate successivamente all'aprile 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 e ha condannato la Regione Sicilia alla restituzione delle somme

pagate da Snam Rete Gas, oltre agli interessi di legge a decorrere dalla domanda giudiziale di rimborso. Il 15 aprile 2005 la Regione Sicilia ha presentato ricorso contro tale decisione avanti la Commissione Tributaria Regionale di Palermo. Il 3 novembre 2003, la Regione Sicilia, a seguito della procedura di liquidazione della dichiarazione annuale sul tributo presentata da Snam Rete Gas per l'anno 2002, ha notificato alla Società un avviso di liquidazione per imposta, sanzioni e interessi (pari complessivamente a 14,2 milioni di euro), a fronte dell'omesso pagamento della rata di dicembre 2002. Il 30 dicembre 2003 Snam Rete Gas ha presentato ricorso e contestuale istanza di sospensione della riscossione contro l'avviso di liquidazione emesso dalla Regione Sicilia avanti alla Commissione Tributaria Provinciale di Palermo. Quest'ultima, con sentenza depositata il 25 giugno 2004 ha accolto il ricorso di Snam Rete Gas disponendo l'annullamento dell'avviso di liquidazione emesso dalla Regione Sicilia. Contro la decisione della Commissione Tributaria Provinciale la Regione Sicilia ha presentato ricorso il 13 settembre 2004. Con sentenza del 7 marzo 2005 la Commissione Tributaria Regionale di Palermo riunitasi il 10 febbraio 2005 ha disposto il rigetto dell'appello e confermato il giudizio di 1° grado favorevole alla società.

L'onere del tributo in ogni caso non graverà su Snam Rete Gas perché qualora il tributo fosse ritenuto illegittimo nelle altre sedi giudiziarie, la società avrà diritto alla restituzione delle somme versate; in caso contrario, l'Autorità ha previsto con le delibere n. 146/2002 e n. 71/2003 la sua inclusione in tariffa con effetto automatico e retroattivo.

Altri procedimenti giudiziari o arbitrali

Syndial SpA (ex EniChem SpA) - Serfactoring SpA

Nel 1991 Agrifactoring SpA ha avviato un'azione giudiziaria avanti il Tribunale di Roma contro Serfactoring SpA (società partecipata al 49% dalla Sofid SpA, a sua volta controllata dall'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 dall'EniChem Agricoltura SpA (successivamente Agricoltura SpA in liquidazione, incorporata nell'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 nel 1991 il suddetto procedimento contro Serfactoring per chiedere la restituzione della somma di 182 milioni di euro già versata a Serfactoring, 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, nell'ambito del giudizio contro quest'ultima proposto, 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. In particolare, 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 inizialmente rinviata all'udienza collegiale del 16 marzo 2007, è stata anticipata al 27 ottobre 2006 su istanza di Agrifactoring. Il Giudice Onorario Aggregato del 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, ai sensi dell'art. 295 codice di procedura civile, sino alla pubblicazione della sentenza della Corte d'Appello di Roma. Avverso tale provvedimento sospensivo del giudizio di primo grado, Serfactoring, congiuntamente con Syndial, ha proposto il 23 giugno 2005 regolamento di competenza ex art. 42 c.p.c. innanzi alla Corte di Cassazione, chiedendo l'annullamento del provvedimento stesso e la rimessione della causa innanzi al Giudice che lo ha emesso.

Nel corso del 2002 l'EniChem SpA è stata convenuta avanti al Tribunale di Milano, dalla ICR Intermedi Chimici di Ravenna Srl, con atto di citazione con il quale la stessa, in relazione a un presunto inadempimento di un contratto preliminare di compravendita di un'area industriale in Ravenna, chiede all'EniChem un risarcimento danni di circa 46 milioni di euro, di cui circa 3 per danni emergenti e circa 43 per lucro cessante. Nel corso del 2004 si è conclusa l'istruttoria; all'udienza del 26 maggio 2005 sono state precisate le conclusioni e la causa è andata in decisione.

Interventi dell'Unione Europea, dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e di altre Autorità regolamentari

Eni SpA

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 nell'Eni SpA nel 2002) l'abuso di posizione dominante nel mercato del trasporto e distribuzione primaria del gas naturale in relazione alle tariffe di vettoriamiento applicate e all'ammissibilità dei produttori al vettoriamiento; (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 sembrano 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.

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 l'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 termine di conclusione del procedimento è fissato per il 31 marzo 2006.

Il 28 aprile 2005 si è svolto un accertamento, disposto dalla Commissione delle Comunità Europee con decisione del 18 aprile, per verificare l'eventuale partecipazione dell'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.

Lo U.S. 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.

Il procedimento promosso dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato in relazione ad asseriti comportamenti dell'Eni lesivi della concorrenza (Trans Tunisian Pipeline Co avviato nel febbraio 2005) è indicato nella "Relazione sulla gestione al bilancio consolidato - Andamento operativo - Settore Gas & Power - Regolamentazione" e si considera parte integrante delle presenti note.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con delibera n. 16/2004 pubblicata il 16 febbraio 2004, ha avviato un'istruttoria formale nei confronti di GNL Italia SpA in merito al rifiuto opposto alla società Gas Natural Vendita Italia SpA all'accesso, su base annuale, al servizio di rigassificazione presso il terminale di Panigaglia. Il 19 novembre 2003 GNL Italia aveva inviato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas una comunicazione, ai sensi dell'art. 24 comma 3 del D.Lgs. n. 164/2000, a seguito della richiesta della società Gas Natural Vendita Italia SpA di disporre di un servizio di rigassificazione su base continua presso il terminale di Panigaglia per quantitativi di circa 220 milioni di metri cubi di gas naturale. GNL Italia aveva riscontrato la richiesta precisando che presso il terminale di Panigaglia era disponibile capacità di rigassificazione esclusivamente su base *spot*, perché la capacità di tipo continuo era stata interamente conferita all'Eni SpA in relazione al Contratto di rigassificazione stipulato in data 29 gennaio 2002, e sottoposto a verifica da parte dell'Autorità con l'adozione della delibera n. 38/2002. Il 22 luglio 2004 l'Autorità, con delibera n. 120/2004, ha ordinato a GNL Italia di concedere l'accesso al servizio di rigassificazione a Gas Natural Vendita Italia e ha avviato un'istruttoria formale ai fini dell'adozione di una sanzione amministrativa pecuniaria ai sensi dell'art. 2 comma 20 lettera c) della legge n. 481/1995 per violazione degli artt. 14 e 15 della delibera dell'Autorità n. 120/2001 e della delibera dell'Autorità n. 38/2002. Al fine di dare esecuzione alle prescrizioni della delibera n. 120/2004, impregiudicato ogni diritto di impugnativa della medesima, GNL Italia ha provveduto a: (i) ottenere da Eni la disponibilità a utilizzare la programmazione contrattuale delle discariche in modo da consentire l'accesso a Gas Natural Vendita Italia nei mesi di agosto e settembre con il vincolo di una discarica al mese; (ii) assegnare capacità di rigassificazione a Gas Natural Vendita Italia sottoscrivendo uno specifico contratto di rigassificazione che ha permesso di effettuare nell'anno termico 2003-2004 due discariche rispettivamente nel mese di agosto e settembre 2004. Il 19 novembre 2004 l'Eni ha presentato ricorso avanti al TAR per la Lombardia avverso la delibera 120/2004. Tale ricorso, che ha per oggetto in particolare le disposizioni dell'Autorità per l'accesso di terzi al servizio di rigassificazione presso il terminale di Panigaglia, è tuttora pendente. Il 12 gennaio 2005 con delibera n. 2, l'Autorità, a conclusione dell'istruttoria avviata con la delibera 120/2004, ha comminato la sanzione di 50 mila euro. Il 21 febbraio 2005, Gnl ha provveduto al pagamento della sanzione.

Polimeri Europa SpA e Syndial SpA

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 seguito di un'ispezione condotta presso le aziende produttrici, tra cui Polimeri Europa e Syndial, ha chiesto ulteriori informazioni alle due società e anche alla società controllante Eni SpA. A completamento delle indagini, la Commissione 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.

L'EP(D)M è stato oggetto d'indagine anche negli Stati Uniti, dove l'autorità procedente in sede penale è il *Department of Justice (DoJ)* di San Francisco che ha richiesto informazioni e documentazione alla Polimeri Europa Americas Inc, controllata statunitense della Polimeri Europa e al vicepresidente e responsabile commerciale della società. Sono state avviate azioni collettive (*class action*) in sede civile per il risarcimento del danno derivante dalla presunta infrazione. Nel luglio 2005 è stato sottoscritto da Syndial il *Settlement Agreement* della *class action* civile che prevede il pagamento di circa 3,2 milioni di dollari subordinato all'approvazione della Corte federale.

Le indagini sono state successivamente estese ad altri prodotti: NBR, CR, BR, SSBR ed SBR.

I prodotti BR, SBR e SSBR sono oggetto d'indagine solo in sede comunitaria. Relativamente all'SSBR, il 26 gennaio 2005 la Commissione ha comunicato l'archiviazione. Per gli altri due prodotti la Commissione ha aperto una procedura di infrazione con l'inoltro di una Comunicazione degli Addebiti indirizzata a Eni, Polimeri Europa e Syndial. Relativamente all'NBR, è in corso un'indagine in sede comunitaria e negli Stati Uniti, dove sono state instaurate *class action* in sede civile.

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. All'udienza del 27 giugno 2005 il giudice ha esaminato l'accordo e lo ha approvato. 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.

La Commissione Europea ha inoltrato a Eni, Polimeri Europa e Syndial una richiesta di informazioni sul CR. A fronte di questi contenziosi l'Eni ha stanziato un fondo.

Stoccaggi Gas Italia SpA

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. Il 3 febbraio 2004 la Stogit ha presentato appello al Consiglio di Stato contro la sentenza di primo grado. L'udienza di discussione dell'appello è fissata per il 6 dicembre 2005.

Distribuidora de Gas Cuyana SA

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 dell'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. Al momento non è possibile quantificare eventuali effetti negativi sui risultati operativi tenuto conto che il procedimento è nella fase iniziale.

27 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i “Ricavi”. I motivi delle variazioni sono indicati nel “Commento ai risultati economico-finanziari” delle “Informazioni sulla gestione”.

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(milioni di euro)	I semestre 2004	I semestre 2005
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	25.980	32.176
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	426	319
	26.406	32.495

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(milioni di euro)	I semestre 2004	I semestre 2005
Accise	6.849	6.872
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	807	1.027
Vendite in conto permuta di altri beni	39	52
Prestazioni fatturate a <i>partner</i> per attività in <i>joint venture</i>	591	665
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	532	632
	8.818	9.248

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 33 “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)	I semestre 2004	I semestre 2005
Locazioni e affitti di azienda	47	48
Risarcimento danni	8	41
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	15	25
Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali	185	11
Contributi in conto esercizio	6	5
Altri proventi (*)	294	192
	555	322

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

28 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i “Costi operativi”. I motivi delle variazioni sono indicati nel “Commento ai risultati economico-finanziari” delle “Informazioni sulla gestione”.

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	I semestre 2004	I semestre 2005
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	12.888	15.876
Costi per servizi	3.814	3.627
Costi per godimento di beni di terzi	652	798
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	216	492
Altri oneri	454	468
	18.024	21.261
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(402)	(300)
	17.622	20.961

I costi per servizi comprendono compensi d'intermediazione per 2 milioni di euro (3 milioni di euro nel primo semestre 2004).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono *royalties* su prodotti petroliferi estratti per 430 milioni di euro (320 milioni di euro nel primo semestre 2004).

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza comprendono l'accantonamento netto alla riserva sinistri e premi delle compagnie di assicurazione per 170 milioni di euro (un utilizzo di 5 milioni di euro nel primo semestre 2004), al fondo rischi ambientali per 65 milioni di euro (85 milioni di euro nel primo semestre 2004) e al fondo rischi per contenziosi per 58 milioni di euro (8 milioni di euro nel primo semestre 2004).

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	I semestre 2004	I semestre 2005
Salari e stipendi	921	919
Oneri sociali	276	276
Oneri per programmi a benefici definiti	69	61
Altri costi	61	84
	1.327	1.340
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(74)	(73)
	1.253	1.267

Piano di azionariato dei dipendenti

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti, l'Eni ha definito dei piani di assegnazione di azioni gratuite e di assegnazione di diritti di opzione. Le condizioni generali dei piani sono illustrati nel paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" del capitolo "Altre informazioni" delle "Informazioni sulla gestione dell'Eni SpA".

Al 30 giugno 2005 sono state assegnate n. 11.174.500 opzioni per l'acquisto di n. 11.174.500 azioni ordinarie dell'Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si riferiscono all'assegnazione 2002 per n. 3.071.000 azioni con un prezzo di esercizio di 15,216 euro per azione, all'assegnazione 2003 per n. 4.299.000 azioni con un prezzo di esercizio di 13,743 euro per azione e all'assegnazione 2004 per n. 3.804.500 azioni con un prezzo di esercizio di 16,576 euro per azione.

Al 30 giugno 2005 la vita media residua delle opzioni è di 5 anni per il piano 2002, di 6 anni per il piano 2003 e di 7 anni per il piano 2004.

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate nel 2002, nel 2003 e nel 2004 era rispettivamente di 5,39, 1,50 e 2,01 euro per azione ed è stato determinato applicando il metodo Black-Scholes con le seguenti assunzioni:

		2002	2003	2004
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,5	3,16	3,21
Durata	(anni)	8	8	8
Volatilità implicita	(%)	43	22	19
Dividendi attesi	(%)	4,5	5,35	4,5

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	I semestre 2004	I semestre 2005
Ammortamenti:		
- attività materiali	1.792	2.033
- attività immateriali	378	361
	2.170	2.394
Svalutazioni:		
- attività materiali	176	156
- attività immateriali	3	
	179	156
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(1)	(2)
	2.348	2.548

29 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	I semestre 2004	I semestre 2005
Differenze attive (passive) nette di cambio	(31)	232
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	94	89
Proventi da crediti finanziari	34	33
Proventi netti su titoli	15	16
Interessi su crediti di imposta	7	7
Interessi netti verso banche	(31)	(23)
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(120)	(131)
Proventi (oneri) netti su contratti derivati	19	(374)
Altri oneri netti	(49)	(25)
	(62)	(176)

Il decremento dei proventi (oneri) su contratti derivati di 393 milioni di euro deriva principalmente dall'applicazione dal 1° gennaio 2005 dello IAS 39 che ha comportato per l'Eni la valutazione al *fair value* dei contratti derivati con iscrizione degli effetti a conto economico anziché correlarli alle attività, passività e impegni come avveniva nel 2004 perché questi contratti non soddisfano le condizioni formali per essere qualificati come di copertura ai fini IFRS. Anche l'aumento delle differenze attive (passive) nette di cambio di 263 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 di conto non vengono compensati dall'adeguamento al cambio di fine periodo degli impegni per contratti derivati.

30 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)	I semestre 2004	I semestre 2005
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	219	379
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(38)	(15)
	181	364

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 11 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

Gli altri proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	I semestre 2004	I semestre 2005
Dividendi	63	17
Plusvalenze da vendite	23	17
Minusvalenze da vendite	(1)	(7)
Altri proventi netti	308	22
	393	49

Gli altri proventi netti relativi al primo semestre 2004 riguardano la plusvalenza da vendita a Mediobanca SpA di azioni rappresentative del 9,054% del capitale sociale di Snam Rete Gas SpA.

[31] Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	I semestre 2004	I semestre 2005
Imposte correnti:		
- imprese italiane	535	801
- imprese estere	1.383	2.289
	1.918	3.090
Imposte differite e anticipate nette:		
- imprese italiane	641	468
- imprese estere	140	205
	781	673
	2.699	3.763

L'incidenza delle imposte sull'utile del periodo prima delle imposte è del 45,5% 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:

(%)	I semestre 2004	I semestre 2005
Aliquota teorica	37,8	37,9
Variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:		
- maggiore incidenza fiscale sulle imprese estere	7,1	8,0
- differenze permanenti	(1,6)	(0,4)
- altre motivazioni	(0,1)	
	5,4	7,6
	43,2	45,5

Le differenze permanenti relative al primo semestre 2004 riguardano essenzialmente la plusvalenza conseguita dalla vendita a Mediobanca SpA di azioni rappresentative del 9,054% del capitale sociale di Snam Rete Gas SpA (1,6%).

[32] Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile del semestre di competenza dell'Eni per il numero medio ponderato delle azioni dell'Eni SpA in circolazione nel semestre, escluse le azioni proprie.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.771.717.986 e di 3.765.702.489 rispettivamente nel primo semestre 2004 e 2005.

L'effetto diluitivo che le azioni ordinarie da emettere o da assegnare a fronte dei piani di *stock grant* e *stock option* produrranno sull'utile per azione dell'Eni non è significativo.

33 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrochimica	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Totale
I semestre 2004							
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	6.865	8.991	12.139	2.425	1.532	398	
a dedurre: ricavi infrasettori	(4.387)	(225)	(317)	(194)	(544)	(277)	
Ricavi da terzi	2.478	8.766	11.822	2.231	988	121	26.406
Risultato operativo	3.465	2.117	426	67	(226)	(111)	5.738
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	31	56	115	6	7	1	216
Ammortamenti e svalutazioni	1.660	313	237	58	28	52	2.348
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	8	92	41	(1)	14	27	181
Attività direttamente attribuibili ^(b)	25.524	18.058	9.058	2.675	1.705	914	57.934
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	466	1.715	705	6	234	689	3.815
Passività direttamente attribuibili ^(c)	4.725	2.657	3.249	528	3.192	1.265	15.616
Investimenti in attività materiali e immateriali	2.486	771	277	51	21	74	3.680
I semestre 2005							
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	9.954	11.162	14.747	2.999	1.380	434	
a dedurre: ricavi infrasettori	(6.263)	(245)	(473)	(326)	(554)	(320)	
Ricavi da terzi	3.691	10.917	14.274	2.673	826	114	32.495
Risultato operativo	5.271	2.155	865	216	(249)	(217)	8.041
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	16	83	110	7	54	222	492
Ammortamenti e svalutazioni	1.824	344	233	77	27	43	2.548
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		208	88	1	18	49	364
Attività direttamente attribuibili ^(b)	27.438	19.224	10.198	2.812	1.503	1.260	62.435
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	295	1.937	853	17	240	683	4.025
Passività direttamente attribuibili ^(c)	5.469	2.954	3.488	590	3.076	1.615	17.192
Investimenti in attività materiali e immateriali	2.220	521	216	52	18	43	3.070

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per area geografica

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione

(milioni di euro)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
I semestre 2004								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	30.172	5.616	2.853	2.815	5.179	10.931	368	57.934
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	1.270	94	151	159	600	1.368	38	3.680
I semestre 2005								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	33.670	5.343	2.751	2.292	5.390	12.637	352	62.435
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	974	127	186	141	603	1.003	36	3.070

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(milioni di euro)	I semestre 2004	I semestre 2005
Italia	13.185	15.559
Resto dell'Unione Europea	6.074	8.993
Resto dell'Europa	1.740	1.801
Americhe	2.926	2.419
Asia	1.207	1.766
Africa	1.119	1.874
Altre aree	155	83
	26.406	32.495

34 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute dall'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 collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento nonché con altre società 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 dell'Eni.

Le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti dell'Eni SpA al 30 giugno 2005" che costituisce 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. Delle operazioni compiute con le imprese possedute o controllate dallo Stato sono indicate, per rilevanza, soltanto quelle riguardanti il gruppo Enel.

Rapporti commerciali e diversi

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2005			I semestre 2005			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese collegate							
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		161			405		
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Ploechinger GmbH	12					57	
Blue Stream Pipeline Co BV	46				93		2
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	11					66	
Cam Petroli Srl	44					281	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	140	133	4.894				225
Eni Gas BV	35	120	6		10	26	1
Eni Oil Co Ltd		72			22		
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	5					56	
Karachaganak Petroleum Operating BV	34	38			62		
Petrobel Belayim Petroleum Co		88			111		
Promgas SpA		10		134		147	
Raffineria di Milazzo ScpA	75	11			93	42	
Spf - Tkp Omifpro Snc			53				
Super Octanos CA		17		107			
Trans Austria Gasleitung GmbH		12			71		2
Unión Fenosa Gas SA	1		62	12		16	
Altre (*)	73	123	67	66	134	109	19
	476	785	5.082	319	1.001	800	249
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
ASG Scarl	14	77	64		92	1	1
Energy Maintenance Services SpA	2	39			59		2
Eni BTC Ltd			161				
Saipem SA	10	12	611		40		3
Saipem SpA	33	72	284		39	7	22
Saipem UK Ltd			68				
Altre (*)	134	137	146	4	190	2	25
	193	337	1.334	4	420	10	53
	669	1.122	6.416	323	1.421	810	302
Imprese possedute o controllate dallo Stato							
Gruppo Enel	124	1		3	3	413	168
	793	1.123	6.416	326	1.424	1.223	470

(*) 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 all'Eni per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, sono ammontati a circa 28 e 7 milioni di euro rispettivamente nel 2004 e nel primo semestre 2005.

I rapporti più significativi riguardano:

- il servizio di lavorazione greggi dalle società Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH e dalla Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi definiti alle condizioni generalmente applicate ai terzi per la Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH e in misura corrispondente ai costi sostenuti per la Raffineria di Milazzo ScpA; limitatamente alla Raffineria di Milazzo ScpA la vendita di prodotti petroliferi sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alla prassi seguita nei rapporti con i terzi;
- la vendita di prodotti petroliferi alle società Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Ploechinger GmbH, Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH e Cam Petroli Srl sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alla prassi seguita nei rapporti con i terzi;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte dei consorzi ASG Scarl e CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno, nonché il rilascio di garanzie per la buona esecuzione dei lavori;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Blue Stream Pipeline Co BV e Trans Austria Gasleitung GmbH sulla base di tariffe che consentono di recuperare i costi operativi e remunerare il capitale investito per la Blue Stream Pipeline Co BV e sulla base di tariffe determinate con criteri analoghi alla prassi seguita nei rapporti con i terzi per la Trans Austria Gasleitung GmbH;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'*upstream* petrolifero dalle società 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; limitatamente all'Eni Gas BV, la garanzia rilasciata a fronte della costruzione di impianti di trattamenti di idrocarburi in Libia nonché crediti e debiti per attività di investimento;
- la vendita di gas naturale alla società Gasversorgung Süddeutschland GmbH sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alla prassi seguita nei rapporti con i terzi;
- la compravendita di gas naturale all'estero con la società Promgas SpA sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alla prassi seguita nei rapporti con i terzi;
- le garanzie rilasciate nell'interesse delle società Spf - Tkp Omifpro Snc e Saipem UK Ltd per la partecipazione a gare di appalto e buona esecuzione dei lavori;
- l'acquisto di additivi per le benzine dalla società Super Octanos CA sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alla prassi seguita nei rapporti con i terzi;
- la garanzia di *performance* rilasciata nell'interesse della società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa e la compravendita di gas naturale sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alla prassi seguita nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione dei servizi di manutenzione degli impianti di produzione di idrocarburi dalla società Energy Maintenance Services SpA regolati sulla base di corrispettivi definiti con riferimento ai costi sostenuti e al margine minimo per la remunerazione del capitale investito;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la prestazione di servizi di ingegneria, di perforazione, di costruzione e installazione di impianti petroliferi dalle società Saipem SpA e Saipem SA regolate da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato, nonché la vendita di prodotti petroliferi e il rilascio di garanzie per partecipazione a gare d'appalto e buona esecuzione lavori.

I rapporti con il Gruppo Enel sono relativi alla vendita e al trasporto di gas naturale, alla vendita di olio combustibile nonché alla compravendita di energia elettrica; i rapporti sono regolati generalmente alle normali condizioni di mercato.

Rapporti finanziari

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2005			I semestre 2005	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese collegate					
Blue Stream Pipeline Co BV		24	865		14
Raffineria di Milazzo ScpA			70		
Spanish Egyptian Gas Co SAE			351		
Trans Austria Gasleitung GmbH	384				6
Altre (*)	45	150	71	2	5
	429	174	1.357	2	25
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
European Maritime Commerce BV		66			
Saipem SA	252	349	29	3	3
Saipem SpA	742		377	2	13
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	180				5
Altre (*)	218	117	4	3	8
	1.392	532	410	8	29
	1.821	706	1.767	10	54

(*) 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 alle società Trans Austria Gasleitung GmbH e Transmediterranean Pipeline Co Ltd;
- il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo da parte della società European Maritime Commerce BV;
- la concessione di finanziamenti alle società Saipem SA e Saipem SpA e, limitatamente alla Saipem SA, il deposito di disponibilità finanziarie presso le imprese finanziarie di Gruppo.

35 Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

	30.06.2004	30.06.2005
Dirigenti	1.430	1.448
Quadri	8.636	8.858
Impiegati	28.814	26.168
Operai	16.210	12.433
	55.090	48.907

Il numero medio dei dipendenti delle imprese del gruppo Saipem⁶ ripartito per categoria è il seguente:

	30.06.2004	30.06.2005
Dirigenti	294	299
Quadri	1.605	1.792
Impiegati	7.937	8.698
Operai	11.816	11.752
	21.652	22.541

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.

36 Adeguamento della situazione contabile consolidata dell'Eni ai principi contabili generalmente accettati negli USA (U.S. GAAP)

L'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 italiano ai principi contabili generalmente accettati negli USA (*Generally Accepted Accounting Principles* o U.S. GAAP). Di seguito sono indicate le informazioni necessarie per adeguare la situazione contabile consolidata italiana ai principi contabili americani.

Riepilogo delle differenze significative tra gli IFRS e gli U.S. GAAP

La situazione contabile consolidata dell'Eni al 30 giugno 2005 è stata redatta applicando i principi contabili internazionali omologati dalla Commissione Europea (*IFRS*) 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. Rispetto ai principi contabili italiani applicati fino al 31 dicembre 2004 le differenze di principio sono sensibilmente inferiori perché gli *IFRS* sono maggiormente in linea con gli U.S. GAAP.

A) Attività mineraria

Esplorazione

In quanto compatibili con gli *IFRS* sono stati 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 poz-

(6) Società controllata "di fatto" non inclusa nell'area di consolidamento.

zi esplorativi, sono imputati alla voce “Attività immateriali” per rappresentarne la natura di investimento e sono ammortizzati nell’esercizio 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 in contratto.

Secondo gli *U.S. GAAP*, i costi relativi ai pozzi esplorativi sono iscritti nelle immobilizzazioni in corso dell’attivo patrimoniale in attesa dell’esito minerario (sforzo coronato da successo). In caso di esito minerario negativo i costi sostenuti sono imputati a conto economico; se si accerta l’esistenza di riserve certe, i costi sostenuti sono ammortizzati dall’inizio della produzione con il metodo dell’unità di prodotto (UOP). I costi relativi ai pozzi esplorativi sono classificati “sospesi” se soddisfano i seguenti requisiti: (i) rinvenimento di quantità sufficienti di riserve da giustificare il completamento come pozzo 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 interamente svalutati. 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.

B) 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 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.

C) 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 criterio 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 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*. La rettifica relativa al risultato del primo semestre 2005 comprende, inoltre, l'impatto connesso alla circostanza che, a partire dal 1° gennaio 2005, l'Eni contabilizza ai fini *U.S. GAAP* l'effetto fiscale sulle differenze temporanee relative alle attività realizzate in alcuni *Production Sharing Agreement (PSA)* dove le imposte delle società sono assolte con la quota di propria spettanza della produzione di olio e gas. La contabilizzazione degli effetti cumulati al 1° gennaio 2005 non ha avuto effetti significativi ai fini della rappresentazione dei risultati dell'Eni.

D) 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 della "Riconciliazione del patrimonio" riguarda lo storno dell'ammortamento dell'avviamento stanziato negli esercizi 2002 e 2003.

E) 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*.

F) Garanzie

Secondo gli *IFRS* le garanzie sono rilevate tra gli "Impegni e rischi"; quando la garanzia fa emergere l'esistenza certa o probabile di un onere, l'ammontare stimato è stanziato in un apposito fondo.

Secondo gli *U.S. GAAP* quando viene emessa una garanzia bisogna rilevare una passività rappresentativa del valore di mercato dell'impegno ad adempiere all'obbligazione assunta generalmente corrispondente al valore attuale delle commissioni dovute dal soggetto garantito.

L'effetto di questa differenza non determina effetti significativi.

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 primo semestre 2004 e 2005 e del patrimonio netto al 31 dicembre 2004 e al 30 giugno 2005 che sarebbero necessarie qualora venissero applicati gli U.S. GAAP invece degli IFRS.

(milioni di euro)	I semestre 2004	I semestre 2005
Utile netto risultante dalla situazione contabile consolidata secondo gli IFRS	3.365	4.343
Variazione in aumento (diminuzione) dell'utile netto:		
A. rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	(16)	(10)
B. effetto delle svalutazioni e rivalutazioni delle immobilizzazioni	(49)	4
C. imposte sul reddito differite e anticipate	4	47
D. effetto relativo alle attività associate all'acquisizione di un'impresa (portafoglio clienti)	(2)	(3)
E. rimanenze	(164)	(410)
Effetto delle differenze di principio IFRS/U.S. GAAP sulle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto	(9)	(11)
Altre rettifiche	(134)	(150)
Effetto delle rettifiche U.S. GAAP sull'utile di terzi azionisti ^(a)	(57)	(18)
Rettifiche nette	(427)	(551)
Utile netto del periodo secondo gli U.S. GAAP	2.938	3.792
Utile semplice per azione ^(b)	0,78	1,01
Utile semplice per ADS (calcolato su 5 azioni per ADS) ^(b)	3,89	5,03

(a) La rettifica riguarda la quota di competenza dei terzi azionisti sulle rettifiche da A a E che sono indicate per il 100% anche se riferite a imprese possedute in percentuale inferiore.

(b) Unità di euro.

(milioni di euro)	31.12.2004	30.06.2005
Patrimonio netto risultante dal bilancio consolidato secondo gli IFRS	32.374	34.599
Variazione in aumento (diminuzione) del patrimonio netto ^(a) :		
A. rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	2.072	2.300
B. eliminazione delle svalutazioni e rivalutazioni delle immobilizzazioni	231	230
C. imposte sul reddito differite e anticipate	(2.982)	(2.971)
D. avviamento	846	811
D. attività associate all'acquisizione di un'impresa (portafoglio clienti)	(11)	(14)
E. rimanenze	(1.080)	(1.490)
Effetto delle differenze di principio IFRS/U.S. GAAP sulle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto	330	314
Altre rettifiche	(137)	(236)
Effetto delle rettifiche U.S. GAAP sul capitale e sulle riserve di terzi ^(b)	6	(27)
Rettifiche nette	(725)	(1.083)
Patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP	31.649	33.516

(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 periodo.

(b) La rettifica riguarda la quota di competenza dei terzi azionisti sulle rettifiche da A a E che sono indicate per il 100% anche se riferite a imprese possedute in percentuale inferiore.

Il patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP comprende altre componenti dell'utile complessivo, in negativo, per 1.052 milioni di euro al 31 dicembre 2004 e, in positivo, per 514 milioni di euro al 30 giugno 2005. Queste componenti riguardano principalmente le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro; i valori indicati sono al lordo del relativo effetto fiscale differito.

I valori dello stato patrimoniale che risulterebbero qualora fossero applicati gli *U.S. GAAP* sono i seguenti:

(milioni di euro)	31.12.2004	30.06.2005
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	988	1.146
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	1.475	1.464
Crediti commerciali e altri crediti	13.268	13.824
Rimanenze	2.273	1.657
Attività per imposte correnti	636	316
Altre attività	494	457
	19.134	18.864
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	39.646	42.384
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	662	1.467
Investimenti immobiliari	6	6
Attività immateriali	5.125	5.134
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3.892	4.339
Altre partecipazioni	439	411
Altre attività finanziarie	2.015	1.198
Attività per imposte anticipate	1.160	1.505
Altre attività	275	1.483
	53.220	57.927
TOTALE ATTIVITÀ	72.354	76.791
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	4.474	3.444
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	935	1.259
Debiti commerciali e altri debiti	9.392	9.675
Passività per imposte correnti	2.423	3.584
Altre passività	594	753
	17.818	18.715
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	7.288	7.171
Fondi per rischi e oneri	5.508	6.313
Fondi per benefici ai dipendenti	746	921
Passività per imposte differite	6.579	7.440
Altre passività	461	443
	20.582	22.288
TOTALE PASSIVITÀ	38.400	41.003
PATRIMONIO NETTO		
Capitale e riserve di terzi azionisti	2.305	2.272
Patrimonio netto dell'Eni:		
Capitale sociale, interamente versato e costituito da 4.004.462.776 azioni del valore nominale di 1 euro (4.004.424.476 azioni al 31 dicembre 2004)	4.004	4.004
Riserve	24.473	29.167
Utile dell'esercizio	6.401	3.792
Azioni proprie	(3.229)	(3.447)
Totale patrimonio netto dell'Eni	31.649	33.516
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	72.354	76.791

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)	I semestre 2004	I semestre 2005
Utile (perdita) operativo per settore		
Exploration & Production	3.346	5.288
Gas & Power	2.092	2.051
Refining & Marketing	249	467
Petrolchimica	56	243
Altre attività	(222)	(294)
Corporate e società finanziarie	(105)	(257)
	5.416	7.498
Utile prima delle imposte	5.894	7.698



Informazioni sulla gestione dell'Eni SpA

Commento ai risultati economico-finanziari

Criteri di redazione e valutazione

Il bilancio d'esercizio è stato redatto secondo le disposizioni del codice civile, integrate dai principi contabili elaborati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri, dall'Organismo Italiano di Contabilità (OIC) e, ove mancanti e in quanto applicabili, da quelli emanati dall'*International Accounting Standard Board (IASB)*. Poiché non regolati dai principi indicati, sono stati adottati i criteri specifici dell'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto.

I criteri di valutazione sono gli stessi indicati nella nota integrativa del bilancio dell'Eni SpA al 31 dicembre 2004.

I criteri stabiliti dagli *International Financial Reporting Standard (IFRS)* 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, saranno applicati a partire dal 2006¹.

□ Conto economico riclassificato

Le incorporazioni di Italgas Più SpA e di EniData SpA nell'Eni SpA avvenute nel 2004² rendono non omogeneo il raffronto tra le componenti economiche del primo semestre 2005 con i valori del primo semestre dell'esercizio precedente. Ai fini del raffronto, è stato redatto lo schema riclassificato di conto economico pro-forma del primo semestre 2004 che assume l'effetto delle incorporazioni di Italgas Più e di EniData al 1° gennaio 2004³. In relazione alle scelte organizzative seguite, i riflessi economici della gestione della Italgas Più sono attribuiti alla Divisione Gas & Power e quelli dell'EniData alla Corporate.

(milioni di euro)

Esercizio 2004		Primo semestre		
		Pro-forma 2004	2005	Variazione
34.097	Ricavi della gestione caratteristica	16.266	20.258	3.992
376	Altri ricavi e proventi	165	110	(55)
34.473	Ricavi totali	16.431	20.368	3.937
(30.342)	Costi operativi	(14.280)	(18.182)	(3.902)
4.131	Margine operativo lordo	2.151	2.186	35
(907)	Ammortamenti e svalutazioni	(421)	(395)	26
3.224	Utile operativo	1.730	1.791	61
(56)	(Oneri) finanziari netti	(8)	(37)	(29)
1.394	Proventi netti su partecipazioni	1.500	2.744	1.244
4.562	Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	3.222	4.498	1.276
(55)	(Oneri) Proventi straordinari netti	160	(104)	(264)
1.076	Eliminazione interferenze fiscali	1.076		(1.076)
5.583	Utile prima delle imposte	4.458	4.394	(64)
(899)	Imposte sul reddito, correnti differite e anticipate	(578)	(616)	(38)
4.684	Utile netto	3.880	3.778	(102)

L'utile netto conseguito nel primo semestre 2005 ammonta a 3.778 milioni di euro con un decremento di 102 milioni di euro rispetto al primo semestre 2004, pari al 2,6%, dovuto essenzialmente: (i) alla circostanza che il

(1) L'Eni non si è avvalsa della facoltà di anticipare al 2005 l'applicazione, come consentito dalle disposizioni del D.Lgs. n. 38 del 28 febbraio 2005.

(2) Le incorporazioni di Italgas Più SpA ed EniData SpA nell'Eni hanno avuto effetto dalle ore 24,00 del 31 dicembre 2004 con retrodatazione degli effetti contabili e fiscali al 1° gennaio 2004.

(3) La retrodatazione dell'effetto ha determinato una rettifica in aumento dell'utile netto del primo semestre 2004 di 48 milioni di euro.

primo semestre 2004 aveva beneficiato degli effetti dell'eliminazione dal bilancio di esercizio delle rettifiche di valore stanziate in esercizi precedenti in applicazione di norme tributarie (1.076 milioni di euro)⁴ nonché della plusvalenza conseguita nella cessione di circa il 9% di Snam Rete Gas SpA (208 milioni di euro); (ii) ai maggiori accantonamenti al fondo rischi e oneri, prevalentemente di natura ambientale. Questi fattori negativi sono in parte compensati: (i) dall'aumento dei proventi netti su partecipazioni (1.244 milioni di euro) connessi essenzialmente ai maggiori dividendi dall'Eni International BV e dall'Italgas SpA, rispettivamente 1.229 e 203 milioni di euro; (ii) dall'aumento dell'utile operativo di 61 milioni di euro riferito in particolare alle Divisioni Refining & Marketing ("R&M") per 156 milioni di euro ed Exploration & Production ("E&P") per 39 milioni di euro, parzialmente assorbito dalla diminuzione registrata dalla Divisione Gas & Power ("G&P") di 88 milioni di euro e dall'aumento della perdita operativa della Corporate di 46 milioni di euro.

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di euro)

Esercizio 2004		Primo semestre		
		2004	2005	Variazione
2.691	Divisione E&P	1.173	1.374	201
13.130	Divisione G&P	7.021	8.014	993
20.609	Divisione R&M	9.102	12.064	2.962
466	Corporate	184	230	46
(2.799)	Elisioni	(1.214)	(1.424)	(210)
34.097		16.266	20.258	3.992

I ricavi della Divisione E&P (1.374 milioni di euro) aumentano di 201 milioni di euro, pari al 17,1%, a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento del prezzo di vendita in euro del greggio dovuto all'aumento dei prezzi dei greggi di riferimento (+43%); (ii) dell'aumento del prezzo di vendita in euro del gas naturale (+15%). Questi fattori positivi sono stati in parte assorbiti: (i) dagli effetti derivanti dal conferimento alla controllata (100%) Eni Mediterranea Idrocarburi SpA ("EniMed SpA") del ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia" (3,8 milioni di boe); (ii) dalla riduzione dei volumi venduti di idrocarburi di 0,2 milioni di boe (da 43,6 milioni di boe a 43,4 milioni di boe) connessa al declino di campi maturi di gas naturale (2,6 milioni di boe), parzialmente compensato dalla crescita della produzione in Val d'Agri (2,4 milioni di barili).

I ricavi della Divisione G&P (8.014 milioni di euro) aumentano di 993 milioni di euro, pari al 14,1%, a seguito essenzialmente dell'incremento dei prezzi connesso al favorevole andamento dei parametri energetici di riferimento. Questo fattore positivo è stato in parte assorbito dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro e dalla riduzione dei volumi venduti di 0,87 miliardi di metri cubi (da 37,62 a 36,75 miliardi di metri cubi).

I ricavi della Divisione R&M (12.064 milioni di euro) aumentano di 2.962 milioni di euro, pari al 32,5%, a seguito essenzialmente dell'incremento delle quotazioni internazionali dei greggi e dei prodotti petroliferi (Brent +47,2%; benzina +27,2%; gasolio +64,4%), in parte assorbito dalla riduzione dei volumi venduti di greggio di 0,2 milioni di tonnellate (da 16,2 a 16,0 milioni di tonnellate) e dei prodotti di 0,4 milioni di tonnellate (da 20,2 a 19,8 milioni di tonnellate), in particolare a società petrolifere e ai *trader*, nonché dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

(4) La Riforma della disciplina delle società di capitali introdotta dal D.Lgs. 17 gennaio 2003, n. 6 (cd. Riforma Vietti) ha, tra l'altro, disposto l'obbligo di eliminare le rettifiche e gli accantonamenti effettuati esclusivamente in applicazione di norme tributarie (cd. "disinquinamento") che ha comportato nell'esercizio 2004 l'imputazione a conto economico, tra le componenti straordinarie, dell'effetto positivo di 1.076 milioni di euro, al netto della connessa fiscalità differita di 333 milioni di euro. La possibilità di effettuare rettifiche di valore e accantonamenti esclusivamente in applicazione di norme tributarie permane ai soli fini fiscali in sede di dichiarazione dei redditi.

I ricavi della Corporate (230 milioni di euro) aumentano di 46 milioni di euro, pari al 25%, a seguito dell'incremento dei servizi resi alle Divisioni e alle Società del Gruppo; in particolare: (i) di informatica per 27 milioni di euro; (ii) generali (gestione immobili, aerei aziendali, parco autovetture, etc.) per 12 milioni di euro; (iii) di altri servizi (servizi amministrativi, servizi di approvvigionamento e servizi per il personale) per 7 milioni di euro. I ricavi includono 15 milioni di euro di servizi forniti alla Divisione G&P relativi ad attività ex-Italgas Più che nell'esercizio precedente non erano gestiti dalla Corporate.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi di 110 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)

Esercizio 2004		Primo semestre		
		2004	2005	Variazione
83	Proventi da derivati su merci	29	47	18
69	Locazioni, affitti e noleggi	39	31	(8)
42	Valutazioni al valore corrente di crediti in natura		7	7
13	Plusvalenze da cessioni e conferimenti	4	7	3
5	Utilizzo fondi rischi e oneri	2	5	3
16	Risarcimento danni	7	4	(3)
4	Utilizzo fondo svalutazione crediti		4	4
39	Proventi da cessione di contratti di trasporto	39		(39)
105	Altri proventi	45	5	(40)
376		165	110	(55)

I proventi da derivati su merci di 47 milioni di euro riguardano essenzialmente i differenziali maturati sui contratti di copertura del rischio prezzo relativo alla commercializzazione di greggi e di prodotti.

Le locazioni, affitti e noleggi di 31 milioni di euro riguardano essenzialmente i proventi derivanti dai contratti di locazione ai gestori delle stazioni di servizio delle attrezzature e dei locali nei quali viene svolta l'attività *non oil* (officine, lavaggi, bar, ristoranti e *convenience-store*) nonché i proventi dall'affitto dei rami d'azienda "attività logistiche" alle società Petrolog Srl (Eni 70%) e Petroven Srl (Eni 68%).

Il provento derivante dalla valutazione al valore corrente di crediti in natura di 7 milioni di euro riguarda l'adeguamento al valore effettivo al momento della compensazione del credito vantato verso un fornitore estero corrispondente a 502 milioni di metri cubi di gas naturale.

Gli altri proventi di 5 milioni di euro riguardano le *fee* relative alle vendite effettuate tramite carte di pagamento *multicard*.

Costi operativi

I costi operativi, al netto dei costi riferiti agli investimenti, sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)

Esercizio 2004		Primo semestre		
		2004	2005	Variazione
712	Divisione E&P	288	458	170
11.543	Divisione G&P	5.916	6.955	1.039
19.616	Divisione R&M	8.725	11.526	2.801
565	Corporate	223	300	77
(2.799)	Elisioni	(1.214)	(1.424)	(210)
29.637		13.938	17.815	3.877
705	Costo lavoro	342	367	25
30.342		14.280	18.182	3.902

I costi operativi della Divisione E&P (458 milioni di euro) aumentano di 170 milioni di euro, pari al 59%, dovuto principalmente: (i) ai maggiori accantonamenti al fondo smantellamento e ripristino siti a seguito di revisioni di precedenti stime (110 milioni di euro); (ii) all'aumento delle *royalty* sulle concessioni di produzione per 21 milioni di euro, connesso in particolare (13 milioni di euro) alla circostanza che nel primo semestre 2004 venne rilevata una rettifica positiva di precedenti stime; (iii) all'aumento dei costi di struttura e di manutenzione. Questi aumenti sono stati in parte assorbiti dagli effetti del conferimento a EniMed SpA.

I costi operativi della Divisione G&P (6.955 milioni di euro) aumentano di 1.039 milioni di euro, pari al 17,6%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento dei prezzi medi di acquisto del gas connesso all'incremento dei parametri energetici di riferimento; (ii) dei maggiori accantonamenti ai fondi rischi riferiti in particolare a penali dovute per l'utilizzo di volumi di gas naturale destinati alla riserva strategica. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dai minori fabbisogni di gas naturale in relazione alla flessione registrata nelle vendite; (ii) dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

I costi operativi della Divisione R&M (11.526 milioni di euro) aumentano di 2.801 milioni di euro, pari al 32,1%, a seguito dell'incremento dei costi di approvvigionamento delle materie prime (Brent +47,2%), in parte compensato dalla riduzione dei volumi di acquisto di greggi di 0,3 milioni di tonnellate (da 30,7 a 30,4 milioni di tonnellate) e di prodotti di 0,4 milioni di tonnellate (da 4,1 a 3,7 milioni di tonnellate), nonché dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

I costi operativi della Corporate (300 milioni di euro) aumentano di 77 milioni di euro, pari al 34,5%, a seguito essenzialmente dell'incremento delle attività di prestazioni di servizi verso le Divisioni e le Società del Gruppo. In particolare i maggiori costi riguardano: (i) l'informatica (34 milioni di euro); (ii) la comunicazione istituzionale e la pubblicità (11 milioni di euro); (iii) i servizi generali (13 milioni di euro); (iv) i progetti di ricerca (12 milioni di euro); (v) gli altri servizi (7 milioni di euro).

Costo lavoro

Il costo lavoro (367 milioni di euro) aumenta di 25 milioni di euro per effetto essenzialmente della normale dinamica retributiva.

Il numero dei dipendenti in servizio è indicato nelle tabelle seguenti:

31.12.2004	Categorie contrattuali	30.06.2004	30.06.2005	Variazione
555	Dirigenti	518	545	27
3.119	Quadri	2.995	3.119	124
6.168	Impiegati	6.157	6.100	(57)
1.628	Operai	1.663	1.553	(110)
11.470		11.333	11.317	(16)

31.12.2004	Divisioni	30.06.2004	30.06.2005	Variazione
3.124	E&P	3.104	2.936	(168)
1.734	G&P	1.666	1.710	44
4.444	R&M	4.472	4.488	16
2.168	Corporate	2.091	2.183	92
11.470		11.333	11.317	(16)

La riduzione del personale della Divisione E&P è connessa al conferimento a EniMed SpA del ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia" (208 unità).

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di euro)

Esercizio		Primo semestre		
		2004	2005	Variazione
2004				
468	Divisione E&P	225	197	(28)
68	Divisione G&P	20	28	8
298	Divisione R&M	146	148	2
61	Corporate	30	22	(8)
895	Totale ammortamenti	421	395	(26)
12	Svalutazioni			
907		421	395	(26)

La riduzione degli ammortamenti della Divisione E&P di 28 milioni di euro è dovuta essenzialmente al conferimento a EniMed SpA del ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia" (12 milioni di euro) e alla riduzione dei costi di ricerca esplorativa (12 milioni di euro).

L'incremento degli ammortamenti della Divisione G&P di 8 milioni di euro è connesso essenzialmente all'ammortamento dell'avviamento di 12 milioni di euro derivante dall'incorporazione di Italgas Più SpA, parzialmente assorbito dai minori ammortamenti riferiti ai due aeromobili conferiti nel primo semestre 2004 alla Servizi Aerei SpA (Eni 100%).

La riduzione registrata dalla Corporate di 8 milioni di euro è dovuta essenzialmente ai minori costi per la realizzazione dell'impianto pilota relativo al progetto Eni Slurry Technology (6 milioni di euro), interamente ammortizzati nel periodo in cui sono sostenuti.

Utile operativo

(milioni di euro)

Esercizio		Primo semestre		
		2004	2005	Variazione
2004				
1.364	Divisione E&P	585	624	39
1.526	Divisione G&P	1.088	1.000	(88)
638	Divisione R&M	187	343	156
(304)	Corporate	(130)	(176)	(46)
3.224		1.730	1.791	61

L'utile operativo della Divisione E&P di 624 milioni di euro aumenta di 39 milioni di euro, pari al 6,7%, a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento del prezzo di vendita in euro del greggio dovuto all'aumento dei prezzi dei greggi di riferimento (+43%); (ii) dell'incremento del prezzo di vendita in euro del gas naturale (+15%); (iii) dei minori ammortamenti. Questi fattori positivi sono stati in parte assorbiti: (i) dagli effetti del conferimento a EniMed SpA del ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia"; (ii) dai minori volumi venduti di idrocarburi (0,2 milioni di boe) connesso al declino naturale dei campi maturi, in parte compensato dall'aumento della produzione in Val d'Agri; (iii) dai maggiori costi operativi unitari.

L'utile operativo della Divisione G&P di 1.000 milioni di euro diminuisce di 88 milioni di euro, pari all'8,1%, a seguito essenzialmente: (i) della flessione dei margini commerciali, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal diverso andamento dei parametri energetici di riferimento per la determinazione dei prezzi del gas

naturale in acquisto e in vendita; (ii) della circostanza che nel primo semestre 2004 vennero imputati a beneficio del conto economico proventi per 39 milioni di euro derivanti dalla cessione di contratti di trasporto attivi sul tratto svizzero (Transitgas AG - Eni 46%) a Eni Gas & Power CH SA (Eni 100%); (iii) dei maggiori accantonamenti ai fondi rischi (21 milioni di euro); (iv) della diminuzione dei volumi venduti di gas naturale (0,87 miliardi di metri cubi).

L'utile operativo della Divisione R&M di 343 milioni di euro aumenta di 156 milioni di euro, pari all'83,4%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento del risultato nell'attività di raffinazione connesso in particolare all'incremento del margine (+1,78 dollari barile il margine Brent da 3,74 a 5,52 dollari barile), parzialmente assorbito dagli effetti dei danni alla diga foranea di Gela dovuti alla mareggiata di fine dicembre 2004 che ha determinato la riduzione delle lavorazioni, nonché dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) all'aumento dell'utile operativo delle attività commerciali in Italia.

La perdita operativa della Corporate di 176 milioni di euro aumenta di 46 milioni di euro per effetto essenzialmente dell'incremento: (i) dei costi di informatica di 19 milioni di euro; (ii) dei costi di comunicazione istituzionale e pubblicità di 11 milioni di euro; (iii) dei costi per altri servizi di 9 milioni di euro; (iv) dei costi relativi all'attività di ricerca di 7 milioni di euro.

(Oneri) finanziari netti

(milioni di euro)

Esercizio 2004	Primo semestre		
	2004	2005	Variazione
12 Utili (perdite) su cambi	(10)	(51)	(41)
(58) Interessi passivi netti	(28)	(16)	12
Proventi netti su derivati	1	1	
6 Interessi su CCT	3	4	1
13 Interessi sui crediti verso l'Amministrazione finanziaria	7	7	
36 Commissioni per servizi finanziari	19	18	(1)
(64) Stanziamento al fondo rischi			
(1) Svalutazione crediti per interessi			
(56)	(8)	(37)	(29)

Gli oneri finanziari netti aumentano di 29 milioni di euro per effetto essenzialmente delle maggiori perdite su cambi in particolare nelle Divisioni G&P e R&M, parzialmente compensate dai minori interessi passivi netti connessi alla riduzione dell'indebitamento.

Proventi netti su partecipazioni

(milioni di euro)

Esercizio 2004	Primo semestre		
	2004	2005	Variazione
1.715 Dividendi	1.694	2.983	1.289
117 Plusvalenze su cessioni e altri proventi	27	9	(18)
1.832 Totale proventi	1.721	2.992	1.271
(438) Svalutazioni e perdite	(221)	(248)	(27)
1.394	1.500	2.744	1.244

I proventi e gli oneri su partecipazioni sono analizzati nelle tabelle seguenti:

(milioni di euro)

Esercizio 2004		Primo semestre		
		2004	2005	Variazione
	Dividendi			
815	Eni International BV	823	2.052	1.229
70	Italgas SpA	70	273	203
196	Snam Rete Gas SpA	196	196	
262	Stoccaggi Gas Italia SpA	262	192	(70)
18	Ecofuel SpA	18	46	28
22	Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	22	35	13
16	AgipFuel SpA	16	33	17
8	Sofid SpA	8	29	21
28	Saipem SpA	28	28	
81	EniPower SpA	81	23	(58)
3	Praoil SpA	3	19	16
105	Società Petrolifera Italiana SpA	105	18	(87)
24	Transmediterranean Pipeline Co Ltd			
67	Altre	62	39	(23)
1.715		1.694	2.983	1.289
	Plusvalenze e altri proventi			
	<i>Vendita azioni:</i>			
77	Compagnia Napoletana Gas SpA (a Italgas SpA)			
27	Nuovo Pignone Holding SpA	26		(26)
12	Fiorentina Gas SpA			
	Erg Nuove Centrali SpA		9	9
1	Altre	1		(1)
117		27	9	(18)
1.832	Totale proventi	1.721	2.992	1.271

(milioni di euro)

Esercizio 2004		Primo semestre		
		2004	2005	Variazione
	Svalutazioni e perdite			
380	Syndial SpA	205	245	40
41	Albacom SpA	16		(16)
17	Altre		3	3
438	Totale oneri	221	248	27

(Oneri) Proventi straordinari netti

Gli oneri straordinari netti sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)

Esercizio 2004		Primo semestre		
		2004	2005	Variazione
	Proventi straordinari			
220	Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	214	4	(210)
12	Altri	10	40	30
232	Totale proventi straordinari	224	44	(180)
	Oneri straordinari			
(250)	Accantonamenti ai fondi rischi e oneri	(55)	(133)	(78)
(18)	Incentivazione all'esodo del personale	(7)	(14)	(7)
(19)	Altri	(2)	(1)	1
(287)	Totale oneri straordinari	(64)	(148)	(84)
(55)		160	(104)	(264)

Gli altri proventi straordinari di 40 milioni di euro riguardano essenzialmente (34 milioni di euro) l'utilizzo per esuberanza di parte del fondo costituito a fronte della valutazione degli sconti su tariffe di trasporto che sulla base delle disposizioni della delibera n. 120/2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sono da riconoscere a clienti che hanno versato contributi di allacciamento.

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri (133 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) la Divisione R&M (62 milioni di euro) relativi a oneri ambientali e di ristrutturazione, in particolare su raffinerie, stabilimenti e stazioni di servizio; (ii) la Corporate (46 milioni di euro) relativi ai previsti costi del progetto di bonifica ambientale del sito di Avenza (41 milioni di euro) nonché a transazioni riguardanti il sito di Manfredonia (5 milioni di euro). Entrambi gli accantonamenti sono connessi alla garanzia rilasciata nel 2001 a favore della EniChem SpA (ora Syndial SpA) all'atto della cessione alla stessa della partecipazione nell'Agricoltura SpA; (iii) la Divisione G&P per ripristini ambientali (22 milioni di euro).

Imposte sul reddito

(milioni di euro)

Esercizio 2004		Primo semestre		
		2004	2005	Variazione
	Imposte correnti:			
(644)	- Ires	(355)	(461)	(106)
(160)	- Irap	(85)	(100)	(15)
	Imposta sostitutiva	(1)		1
(804)	Totale	(441)	(561)	(120)
(173)	Imposte differite	(69)	(48)	21
78	Imposte anticipate	(68)	(7)	61
(95)	Totale	(137)	(55)	82
(899)		(578)	(616)	(38)

Le imposte sul reddito di 616 milioni di euro aumentano di 38 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) delle minori perdite delle società controllate senza prospettive di redditività incluse nel Consolidato fiscale nazionale del Gruppo Eni⁵ (29 milioni di euro); (ii) del maggiore utile operativo (24 milioni di euro); (iii) della mag-

(5) Secondo quanto prevede il Regolamento di partecipazione al regime di tassazione del Consolidato nazionale per le società del Gruppo Eni, solo le società con prospettive di redditività che consentono la rilevazione di imposte anticipate hanno diritto alla retrocessione del risparmio d'imposta derivante dal proprio imponibile negativo.

gior quota di dividendi imponibili (22 milioni di euro); (iv) della differenza tra la stima delle imposte e quella risultante dalla dichiarazione dei redditi (9 milioni di euro). Questi aumenti sono parzialmente assorbiti dai maggiori oneri straordinari e finanziari netti (rispettivamente 42 e 9 milioni di euro).

Le imposte differite di 48 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) gli ammortamenti dedotti ai soli fini fiscali in sede di dichiarazione dei redditi (50 milioni di euro); (ii) la parte imponibile di dividendi non ancora incassati (17 milioni di euro). Questi stanziamenti sono parzialmente assorbiti: (i) dal rigiro delle imposte stanziato nell'esercizio 2004 in relazione al concorso al reddito imponibile di proventi rilevati contabilmente nell'esercizio precedente (14 milioni di euro); (ii) dal rigiro delle imposte stanziato in relazione a plusvalenze e contributi a tassazione differita (7 milioni di euro).

Il rigiro netto delle imposte anticipate di 7 milioni di euro è connesso essenzialmente alla circostanza che a seguito del D.L. n. 209/2002, nel 2002 e nel 2003 la deducibilità delle svalutazioni di partecipazioni era differita per quote costanti in cinque esercizi. La quota di competenza del semestre ammonta a 255 milioni di euro con un effetto di imposta di 84 milioni di euro, in parte compensato dallo stanziamento di imposte anticipate a fronte di accantonamenti netti al fondo rischi delle società controllate senza prospettive di redditività incluse nel Consolidato fiscale nazionale del Gruppo Eni (44 milioni di euro) nonché degli accantonamenti dell'Eni (34 milioni di euro).

□ Stato patrimoniale riclassificato

(milioni di euro)	31.12.2004	30.06.2005	Variazione
Capitale immobilizzato			
Immobilizzazioni immateriali	714	672	(42)
Immobilizzazioni materiali	4.906	4.585	(321)
Partecipazioni	20.825	20.475	(350)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	29	29	0
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(626)	(422)	204
	25.848	25.339	(509)
Capitale di esercizio netto	1.536	1.551	15
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(202)	(211)	(9)
Capitale investito netto	27.182	26.679	(503)
Patrimonio netto ⁽¹⁾	26.204	26.380	176
Indebitamento finanziario netto	978	299	(679)
Coperture	27.182	26.679	(503)

(1) Il costo di acquisto di n. 245.197.876 azioni proprie in portafoglio al 30 giugno 2005 di 3.447 milioni di euro (n. 234.394.888 azioni proprie al 31 dicembre 2004 per un costo di 3.229 milioni di euro) è imputato in detrazione del patrimonio netto.

Immobilizzazioni materiali e immateriali

L'analisi delle immobilizzazioni materiali e immateriali (5.257 milioni di euro) è la seguente:

(milioni di euro)	Immobilizzazioni		Totale
	materiali	immateriali	
Saldo al 31 dicembre 2004	4.906	714	5.620
Investimenti	281	51	332
Ammortamenti e svalutazioni	(311)	(89)	(400)
Cessioni, radiazioni e conferimenti di rami d'azienda	(290)	(4)	(294)
Altre variazioni	(1)		(1)
Saldo al 30 giugno 2005	4.585	672	5.257

Le cessioni, radiazioni e conferimenti di rami d'azienda riguardano principalmente (278 milioni di euro) il conferimento alla EniMed SpA del ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia" effettuato in continuità di valori civilistici e fiscali.

Partecipazioni

Le partecipazioni (20.475 milioni di euro) diminuiscono di 350 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(milioni di euro)		
Partecipazioni al 31 dicembre 2004		20.825
Acquisizioni e conferimenti		
Altre	6	6
Decrementi per cessioni		
Erg Raffinerie Mediterranee SpA	(100)	
Geopromtrans Llc	(10)	
Altre	(1)	(111)
Svalutazioni		
Syndial SpA	(245)	(245)
Partecipazioni al 30 giugno 2005		20.475

I decrementi riguardano: (i) per 100 milioni di euro la cessione della partecipazione posseduta (28%) nella Erg Raffinerie Mediterranee SpA alla Erg SpA a seguito degli accordi intervenuti sull'esercizio anticipato da parte della stessa dell'opzione di acquisto concessale; (ii) per 10 milioni di euro la cessione della partecipazione posseduta (50%) nella Geopromtrans Llc a Eni Russia BV (Eni 100%).

Le partecipazioni al 30 giugno 2005 sono analizzate nella tabella seguente:

(milioni di euro)	Valore netto
Eni International BV	4.161
Eni Investments Plc	3.568
Snam Rete Gas SpA	2.444
Italgas SpA	2.019
Stoccaggi Gas Italia SpA	1.136
Polimeri Europa SpA	1.074
EniPower SpA	945
Eni Portugal Investment SpA	716
Eni Petroleum Co Inc	649
Eni Exploration BV	589
Unión Fenosa Gas SA	442
Saipem SpA	430
LNG Shipping SpA	285
Enifin SpA	253
Sofid SpA	242
Tigáz Rt	224
Raffineria di Milazzo ScpA	170
Raffineria di Gela SpA	123
EniMed SpA	116
Snamprogetti SpA	93
Syndial SpA	86
Inversora de Gas Cuyana SA	75
Praoile Oleodotti Italiani SpA	74
Distribuidora de Gas del Centro SA	60
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	52
Italiana Petroli SpA	51
Ecofuel SpA	48
Eni International Bank Ltd	43
Società Petrolifera Italiana SpA	36
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	31
EniTecnologie SpA	31
Servizi Aerei SpA	28
Fiorentina Gas Clienti SpA	24
Siciliana Gas SpA	24
Immobiliare Est SpA	19
Inversora de Gas del Centro SA	18
AgipRete SpA	15
Distribuidora de Cuyana SA	14
Sieco SpA	14
Adriaplin doo	14
Hotel Assets Ltd	11
Consorzio SET	(18)
Altre	46
	20.475

Capitale di esercizio netto

Il capitale di esercizio netto è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di euro)	31.12.2004	30.06.2005
Crediti commerciali	6.389	6.178
Rimanenze	1.160	1.133
Crediti tributari	1.068	861
Crediti per imposte anticipate	657	611
Debiti commerciali	(3.982)	(4.187)
Debiti tributari	(1.212)	(1.839)
Fondi per rischi e oneri	(1.974)	(1.866)
Altre attività (passività) nette di esercizio	(570)	660
	1.536	1.551

I crediti commerciali (6.178 milioni di euro) diminuiscono di 211 milioni di euro per effetto del profilo di formazione del capitale di esercizio connesso alla stagionalità delle vendite, in particolare nella Divisione G&P.

Le rimanenze (1.133 milioni di euro) sono costituite essenzialmente da greggio, da prodotti petroliferi e da gas naturale.

I crediti tributari (861 milioni di euro) diminuiscono di 207 milioni di euro per effetto essenzialmente dell'utilizzo del credito relativo all'acconto Iva versato nel dicembre 2004 (142 milioni di euro).

I debiti tributari (1.839 milioni di euro) aumentano di 627 milioni di euro per effetto essenzialmente dei maggiori debiti per accise e imposte di consumo connessi alle modalità di pagamento⁶ che hanno determinato al 30 giugno 2005 un maggior debito verso l'erario di circa 450 milioni di euro.

I fondi per rischi e oneri (1.866 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) il fondo smantellamento e ripristino siti (889 milioni di euro); (ii) il fondo rischi e oneri ambientali (340 milioni di euro); (iii) il fondo dismissioni e ristrutturazioni (171 milioni di euro); (iv) il fondo costituito a fronte della valutazione degli sconti su tariffe di trasporto che sulla base delle disposizioni della delibera n. 120/2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sono da riconoscere a clienti che hanno versato contributi di allacciamento (139 milioni di euro); (v) il fondo imposte (59 milioni di euro); (vi) il fondo per oneri derivanti da operazioni e concorsi a premi in corso alla fine del semestre (24 milioni di euro).

Le altre attività nette di esercizio (660 milioni di euro) aumentano di 1.230 milioni di euro per effetto essenzialmente dei crediti a fronte del dividendo deliberato dall'Eni International BV (Eni 100%) ancora da distribuire di 1.240 milioni di euro.

Trattamento di fine rapporto

Il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato di 211 milioni di euro aumenta di 9 milioni di euro a seguito essenzialmente degli accantonamenti effettuati nel semestre.

(6) Le accise relative al mese di giugno sono versate entro il 16 del mese di luglio. Le accise relative al mese di dicembre 2004 sono state versate nello stesso mese di dicembre per la prima quindicina e a gennaio 2005 per la seconda quindicina.

Patrimonio netto

(milioni di euro)

Patrimonio netto al 31 dicembre 2004	26.204
<i>Incremento per:</i>	
- utile primo semestre 2005	3.778
- azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione dei dirigenti	10 3.788
<i>Decremento per:</i>	
- distribuzione dividendo 2004	(3.384)
- acquisto azioni proprie	(228)
	(3.612)
Patrimonio netto al 30 giugno 2005	26.380

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto al 30 giugno 2005 di 299 milioni di euro è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di euro)	31.12.2004	30.06.2005	Variazione
Debiti finanziari e obbligazioni	2.791	3.059	268
Disponibilità liquide	(581)	(1.501)	(920)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(230)	(230)	0
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.057)	(1.029)	28
Altro	55		(55)
	978	299	(679)

La diminuzione dell'indebitamento finanziario netto di 679 milioni di euro è dovuta essenzialmente al flusso di cassa generato dall'utile operativo (3.483 milioni di euro) e dagli incassi dei dividendi (1.742 milioni di euro), in parte assorbiti: (i) dal pagamento del dividendo 2004 (3.384 milioni di euro); (ii) dal pagamento delle imposte sul reddito (557 milioni di euro); (iii) dagli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (332 milioni di euro); (iv) dall'acquisto di azioni proprie (228 milioni di euro).

I titoli (230 milioni di euro) sono relativi a Certificati di Credito del Tesoro ottenuti a rimborso di crediti d'imposta.

Le disponibilità di 1.501 milioni di euro sono depositate essenzialmente presso Enifin SpA (1.484 milioni di euro).

□ Rendiconto finanziario e variazione indebitamento finanziario netto

(milioni di euro)	Primo semestre 2005
Utile dell'esercizio	3.778
<i>a rettifica:</i>	
- ammortamenti e altre componenti non monetarie	726
- dividendi, interessi, proventi/oneri straordinari e imposte	(2.251)
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	2.253
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	1.230
Dividendi incassati, interessi, proventi/oneri straordinari incassati e pagati, imposte pagate nell'esercizio	1.036
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	4.519
Investimenti tecnici	(332)
Investimenti in partecipazioni, titoli e azioni proprie	(232)
Disinvestimenti	132
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(78)
Free cash flow	4.009
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	28
Variazione debiti finanziari	267
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.384)
FLUSSO DI CASSA NETTO DELL'ESERCIZIO	920
Free cash flow	4.009
Indebitamento finanziario netto rami d'azienda acquisiti e disinvestiti	54
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.384)
Differenze di cambio sull'indebitamento finanziario netto	
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	679

Altre informazioni

□ Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Il 13 luglio 2005 è stata data esecuzione al contratto stipulato il 30 giugno con la General Electric Co per la vendita delle residue azioni in possesso dell'Eni rappresentanti il 2,33% del capitale sociale della Nuovo Pignone Holding SpA per il corrispettivo di 29,5 milioni di euro.

A seguito dell'autorizzazione del 25 agosto 2005 da parte dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, il 6 settembre 2005 l'Eni ha ceduto il 100% delle azioni rappresentative del capitale sociale della Italiana Petroli SpA (IP) all'Api - Anonima Petroli Italiana SpA (v. "Informazioni sulla gestione della relazione semestrale consolidata - Andamento operativo del settore Refining & Marketing").

□ Evoluzione prevedibile della gestione

Divisione Exploration & Production

Nel 2005 sono previsti investimenti in Italia di circa 520 milioni di euro. L'attività esplorativa sarà concentrata prevalentemente sui temi a gas nelle zone appenniniche centro-settentrionali e nell'*offshore* siciliano.

L'attività di sviluppo sarà volta all'ottimizzazione del recupero delle riserve dei giacimenti in produzione e alla rapida valorizzazione di nuove riserve. I nuovi sviluppi con tema a olio riguarderanno il proseguimento del progetto Miglianico con avvio atteso nel 2007. Per il tema a gas *offshore*, è stato completato lo sviluppo di Naide con avvio della produzione in giugno ed è prevista la realizzazione di Tea con *start-up* a fine 2006; per il tema a gas *onshore* è previsto il completamento del progetto "Candela gas povero" con *start-up* della produzione a inizio 2006, e l'avvio dello sviluppo del progetto Capparuccia.

La produzione di idrocarburi nel 2005 è attesa in flessione di circa l'11% a seguito dell'effetto del conferimento del ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia" a EniMed SpA e del declino produttivo di giacimenti maturi, in particolare di gas, solo in parte compensati dall'aumento della produzione in Val d'Agri e dagli interventi di ottimizzazione per il recupero delle riserve residue.

Divisione Gas & Power

Nel 2005 proseguirà l'attuazione della strategia di espansione delle vendite di gas all'estero, in particolare in Europa, per bilanciare il potenziale di crescita che non può essere colto sul mercato domestico a causa dei limiti fissati dal D.Lgs. n. 164/2000.

L'impegno nel mercato europeo è articolato su più azioni: (i) crescita della posizione sui mercati attrattivi e in rapido sviluppo come la Penisola Iberica, la Germania e la Francia, mediante l'incremento delle vendite a clienti finali con l'avvio di programmi strutturati di *marketing*; (ii) sviluppo tramite partecipazioni societarie delle attività nel GNL collegate alla valorizzazione del *gas equity*.

Per cogliere i risultati attesi nel mercato italiano, proseguirà l'impegno ad attuare una strategia commerciale focalizzata sul cliente. Allo scopo, la Divisione sta attuando politiche commerciali finalizzate a migliorare la qualità dell'offerta in termini di incremento delle opzioni a disposizione del cliente. Inoltre, il pieno ed efficace utilizzo delle piattaforme informatiche di supporto alla forza vendita e dei diversi strumenti di colloquio interattivo con i clienti consentirà di rafforzare il rapporto con il mercato, di migliorare il grado di conoscenza e di far meglio apprezzare servizi innovativi di tipo energetico e informatico. Al fine di ottenere un migliore vantaggio competitivo nel mercato finale, dal 1° gennaio 2005 è operativa l'integrazione di Italgas Più SpA in Eni Divisione G&P: ciò consentirà di ottimizzare le attività commerciali e di cogliere le opportunità derivanti dalle sinergie attraverso lo snellimento del processo decisionale e la diffusione del *know-how*.

I volumi di gas naturale venduti in Italia (compresi i volumi venduti a società controllate per autoconsumo) sono previsti in aumento dell'1% circa rispetto al 2004, essenzialmente per le maggiori vendite previste nel settore termoelettrico.

I volumi di gas venduti nel resto dell'Europa sono previsti in diminuzione di circa il 3% rispetto al 2004, essenzialmente a seguito delle minori vendite a operatori italiani del settore che sono forniti di gas libico direttamente dalla controllata Eni North Africa BV tramite il gasdotto Greenstream entrato in esercizio a fine 2004.

Divisione Refining & Marketing

Nel 2005 sono previsti investimenti tecnici di circa 500 milioni di euro riguardanti essenzialmente: (i) l'attività di raffinazione e logistica, in particolare la realizzazione dell'impianto di gassificazione del tar presso la raffineria di Sannazzaro e interventi di miglioramento dell'efficienza e della flessibilità delle strutture impiantistiche; (ii) il potenziamento e il mantenimento dell'efficienza della rete di distribuzione di carburanti; (iii) il rispetto degli obblighi di legge in materia di salute, sicurezza e ambiente.

Le lavorazioni in conto proprio (33,36 milioni di tonnellate nel 2004) sono previste stabili: le maggiori lavorazioni previste sulle raffinerie di Taranto e di Livorno e su raffinerie di terzi consentiranno di compensare l'impatto della fermata per manutenzione della raffineria di Porto Marghera nei primi mesi del 2005, nonché della ridotta attività della raffineria di Gela dovuta ai danni della mareggiata di fine 2004. Si prevede di mantenere il pieno utilizzo della capacità bilanciata.

Le vendite sulla rete sono attese sostanzialmente in linea con il 2004 (8,89 milioni di tonnellate) nonostante la flessione dei consumi nazionali.



Situazione contabile dell'Eni SpA
al 30 giugno
2005

stato patrimoniale

(milioni di euro)

30.06.2004	31.12.2004	30.06.2005
ATTIVO		
Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti		
Immobilizzazioni		
291	714	672
4.805	4.920	4.599
Immobilizzazioni finanziarie:		
20.942	20.843	20.493
43	44	39
20	20	20
2.919	2.943	3.171
29.020	29.484	28.994
Attivo circolante		
1.050	1.160	1.133
6.892	9.546	10.255
Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:		
287	286	276
230	230	230
1.230	581	1.501
9.689	11.803	13.395
60	83	82
38.769	41.370	42.471
PASSIVO		
Patrimonio netto		
4.003	4.004	4.004
9.923	9.926	9.926
959	959	959
3.206	3.229	3.447
6.649	6.631	7.713
3.832	4.684	3.778
28.572	29.433	29.827
1.696	1.991	1.884
164	202	211
8.018	9.262	10.156
319	482	393
38.769	41.370	42.471
GARANZIE		
11.049	10.323	11.583
24.468	32.506	32.178
35.517	42.829	43.761
2.219	1.700	2.137

conto economico

(milioni di euro)

Esercizio 2004	I semestre 2004	I semestre 2005
Valore della produzione		
47.468 Ricavi delle vendite e delle prestazioni	22.167	26.958
(4) Variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti	10	52
13 Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	(1)	(8)
107 Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	45	48
513 Altri ricavi e proventi	190	172
48.097 Totale	22.411	27.222
Costi della produzione		
(25.619) Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	(11.835)	(15.837)
(5.903) Per servizi	(2.423)	(3.033)
(465) Per godimento di beni di terzi	(227)	(252)
(797) Per il personale	(341)	(407)
(953) Ammortamenti e svalutazioni	(421)	(412)
(96) Variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	(210)	(70)
(50) Accantonamenti per rischi	(10)	(51)
(136) Altri accantonamenti	(41)	(147)
(10.852) Oneri diversi di gestione	(5.240)	(5.220)
(44.871) Totale	(20.748)	(25.429)
3.226 Differenza tra valore e costi della produzione	1.663	1.793
Proventi e oneri finanziari		
1.832 Proventi da partecipazioni	1.718	2.992
139 Altri proventi finanziari	64	77
(215) Interessi e altri oneri finanziari	(75)	(68)
12 Utili e perdite su cambi	(9)	(51)
1.768 Totale	1.698	2.950
Rettifiche di valore di attività finanziarie		
3 Rivalutazioni	4	
(435) Svalutazioni delle partecipazioni	(221)	(245)
(432) Totale delle rettifiche	(217)	(245)
Proventi e oneri straordinari		
1.641 Proventi	1.630	44
(620) Oneri	(397)	(148)
1.021 Totale delle partite straordinarie	1.233	(104)
5.583 Risultato prima delle imposte	4.377	4.394
(899) Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate	(545)	(616)
4.684 Utile netto	3.832	3.778

acconto sul dividendo dell'esercizio 2005 - relazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del codice civile

Come anticipato al mercato il 28 febbraio 2005 in occasione dell'esame del preconsuntivo di Gruppo 2004, il Consiglio di Amministrazione ha deliberato che dall'esercizio 2005 l'Eni distribuirà il dividendo su base semestrale al fine di adeguarsi alla prassi seguita nei mercati finanziari internazionali e ai comportamenti delle maggiori società petrolifere.

L'art. 2433-bis del codice civile, in presenza di determinate condizioni, consente la distribuzione di acconti sui dividendi. L'Eni SpA soddisfa le condizioni previste dalla normativa; infatti:

- il bilancio è assoggettato per legge al controllo da parte di società di revisione iscritta all'albo speciale;
- la distribuzione agli azionisti di acconti sui dividendi è prevista dall'art. 29, comma 3, dello statuto;
- nel bilancio di esercizio 2004 non risultano perdite relative all'esercizio o a esercizi precedenti;
- la società di revisione ha rilasciato in data 21 aprile 2005 un giudizio positivo sul bilancio 2004 approvato dall'Assemblea in data 27 maggio 2005.

Il citato articolo del codice civile dispone che "l'ammontare degli acconti sui dividendi non può superare la minor somma tra l'importo degli utili conseguiti dalla chiusura dell'esercizio precedente, diminuito delle quote che dovranno essere destinate a riserva per obbligo legale o statutario, e quello delle riserve disponibili". Dalla relazione semestrale al 30 giugno 2005, che corrisponde al "prospetto contabile" previsto dall'art. 2433-bis, comma 5, del codice civile, presa a base per la distribuzione dell'acconto sui dividendi, i suindicati parametri sono i seguenti:

- utile netto conseguito nel periodo 1° gennaio-30 giugno 2005: 3.778 milioni di euro;
- ammontare dell'utile da destinare a riserva legale affinché essa ammonti a un quinto del capitale sociale alla data del 21 settembre 2005: 180 mila euro;
- ammontare delle riserve disponibili: 15.637 milioni di euro, come segue:

(milioni di euro)

Riserve di utili

Riserva disponibile ⁽¹⁾	5.148
Riserva da contributi in conto capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	403
Riserva art. 14 legge n. 342/2000	74
Riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983	19
Riserva da avanzo di fusione	4
Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1
	5.649

Riserva di capitale

Riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986	62
	62

Riserve di rivalutazione

Riserva di rivalutazione legge n. 342/2000	9.839
Riserva di rivalutazione legge n. 448/2001	43
Riserva di rivalutazione legge n. 413/1991	39
Riserva di rivalutazione legge n. 72/1983	3
Riserva di rivalutazione legge n. 408/1990	2
	9.926
	15.637

(1) Al netto della parte vincolata ai fini dell'ottenimento delle agevolazioni finanziarie ai progetti di investimento previste dalla legge n. 488/1992.

Essendo le riserve disponibili superiori all'utile distribuibile, l'utile del periodo 1° gennaio-30 giugno 2005 di 3.777.701 mila euro dedotta la parte da destinare alla riserva legale (180 mila euro), e così per complessivi 3.777.521 mila euro, può essere distribuito agli azionisti a titolo di acconto sul dividendo 2005.

Il Consiglio di Amministrazione delibera di distribuire un acconto sul dividendo dell'esercizio 2005 di 0,45 euro per azione alle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola (24 ottobre 2005), escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, con messa in pagamento a partire dal 27 ottobre 2005.

La società di revisione ha rilasciato il parere previsto dall'art. 2433-bis, comma 5, del codice civile.

PARERE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE SUI DOCUMENTI PREVISTI DALL'ARTICOLO 2433-BIS DEL CODICE CIVILE PER LA DISTRIBUZIONE DI ACCONTI SUI DIVIDENDI

Al Consiglio di Amministrazione della
Eni SpA

Abbiamo esaminato il prospetto contabile e la relazione degli Amministratori della Eni SpA al 30 giugno 2005 predisposti ai sensi dell'articolo 2433-bis del Codice Civile per la distribuzione di un acconto sui dividendi ammontante ad Euro 0,45 per azione, con stacco cedola al 24 ottobre 2005. Tenuto conto sia delle azioni in circolazione alla data odierna sia delle eventuali vendite di azioni proprie in esercizio delle stock option/stock grant in possesso dei dirigenti, il dividendo complessivo distribuibile in applicazione della Delibera Consiliare alle azioni in circolazione alla data di stacco cedola è inferiore all'utile massimo distribuibile pari a Euro 3.777.521 migliaia. La responsabilità della corretta redazione del prospetto contabile e del contenuto della relazione compete agli Amministratori della società, la nostra responsabilità è limitata all'espressione di un parere professionale sulla idoneità della situazione rappresentata dagli amministratori a consentire la distribuzione dell'acconto dividendo, sulla base delle procedure di revisione svolte.

Per le finalità di cui sopra abbiamo svolto le seguenti procedure di verifica:

- Verificato il rispetto delle condizioni previste dai commi da 1 a 4 dall'articolo 2433-bis del codice civile.
- Effettuato una revisione contabile limitata sul prospetto contabile al 30 giugno 2005.

La revisione contabile limitata, effettuata in conformità ai criteri raccomandati dalla Consob per il controllo contabile della relazione semestrale, è consistita principalmente nella raccolta di informazioni sulle poste dei prospetti contabili e sull'omogeneità dei criteri di valutazione tramite colloqui con la direzione della società e nello svolgimento di analisi di bilancio sui dati contenuti nei prospetti contabili. La revisione contabile limitata ha escluso procedure di revisione quali sondaggi di conformità e verifiche o procedure di validità delle attività e delle passività ed ha comportato un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione. Di conseguenza,

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. 3.754.490,00 Euro i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 iscritta al n. 43 dell'Albo Consob - Altri Uffici: **Bari** 70125 Viale della Repubblica 110 Tel. 0805429863 - **Bologna** 40122 Via delle Lame 111 Tel. 051526511 - **Brescia** 25124 Via Cetaionia 70 Tel. 0302219511 - **Firenze** 50129 Viale Milton 85 Tel. 0554627100 - **Genova** 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01028041 - **Napoli** 80121 Piazza del Martiri 30 Tel. 0817644441 - **Padova** 35137 Largo Europa 16 Tel. 0498762677 - **Palermo** 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - **Parma** 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521242848 - **Roma** 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - **Torino** 10129 Corso Montevecchio 37 Tel. 011556771 - **Trento** 38100 Via Manzoni 16 Tel. 0461237004 - **Treviso** 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - **Trieste** 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - **Udine** 33100 Via Pascolle 43 Tel. 043225789 - **Verona** 37122 Corso Porta Nuova 125 Tel. 0458002561

diversamente da quanto effettuato sul bilancio d'esercizio, non esprimiamo un giudizio professionale di revisione sui prospetti contabili al 30 giugno 2005.

- Esaminato, secondo i criteri previsti dagli standards internazionali di revisione, la ragionevolezza delle assunzioni effettuate dalla direzione per la formulazione dei dati previsionali di fine anno in base ai quali gli utili distribuiti in acconto non risultano essere neutralizzati da perdite nel periodo finale dell'esercizio.

Il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2004 è stato da noi sottoposto a revisione contabile e su di esso abbiamo emesso la relativa relazione in data 21 aprile 2005.

Ciò premesso, ferma restando l'aleatorietà insita in ogni dato previsionale, dal lavoro svolto non sono emersi rilievi o elementi di significatività tale da farci ritenere che i prospetti contabili e la relazione degli Amministratori al 30 giugno 2005 predisposti dalla Eni SpA ai sensi dell'articolo 2433-bis del Codice Civile, non rispondano ai requisiti richiesti dalle norme di legge per la distribuzione di un acconto dividendo di importo complessivamente non superiore al limite massimo di Euro 3.777.521 migliaia.

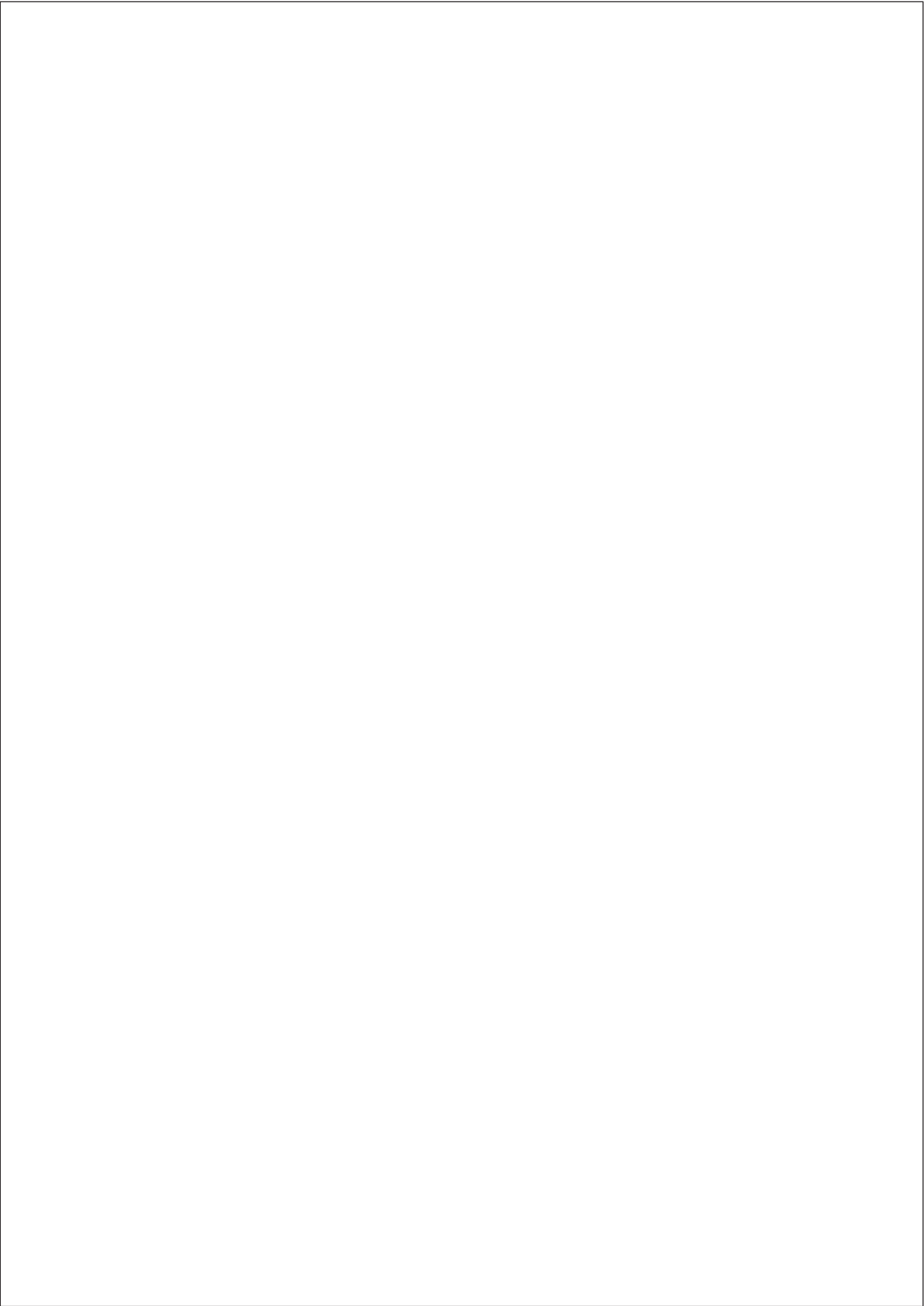
Milano, 21 settembre 2005

PricewaterhouseCoopers SpA



Alberto Giussani
(Revisore contabile)

(2)





Allegati

allegati alla situazione contabile consolidata dell'Eni al 30 giugno 2005

■ Imprese e partecipazioni rilevanti dell'Eni SpA al 30 giugno 2005

In conformità a quanto disposto dagli articoli 38 e 39 del D.Lgs. 127/91 e dall'articolo 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate e collegate dell'Eni SpA al 30 giugno 2005, a norma dell'articolo 2359 del codice civile, nonché delle partecipazioni rilevanti. Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza dell'Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione.

In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni in società italiane con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 30 giugno 2005 le imprese dell'Eni SpA sono così ripartite:

	Controllate			Collegate			Altre partecipazioni rilevanti ^(c)		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate	50	141	191						
Partecipazioni di imprese consolidate ^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	31	62	93	67	73	140			
Valutate con il metodo del costo							10	19	29
	31	62	93	67	73	140	10	19	29
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate	6	86	92	3	27	30			
Possedute da imprese a controllo congiunto				7	26	33			
	6	86	92	10	53	63			
Totale imprese	87	289	376	77	126	203	10	19	29

(a) Riguardano le partecipazioni in società diverse dalle controllate e collegate non quotate superiori al 10% del capitale.

(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto riguardano essenzialmente imprese che non superano due dei seguenti parametri:

- totale attivo o indebitamento finanziario lordo: 3,125 milioni di euro;
- totale ricavi: 6,250 milioni di euro;
- numero medio dei dipendenti: 50 unità.

□ Società controllate residenti in Stati o territori a regime fiscale privilegiato

Gli Stati o territori aventi un regime fiscale privilegiato sono individuati dal decreto del Ministro dell'economia e delle finanze 21 novembre 2001, n. 429 (Decreto) che elenca quelli il cui regime fiscale è considerato privilegiato: (i) in via generale e senza alcuna distinzione, all'art. 1; (ii) con l'esclusione di individuate fattispecie, all'art. 2; (iii) limitatamente ad alcuni regimi particolari, all'art. 3.

Al 30 giugno 2005 l'Eni controlla 15 società residenti o con filiali (n. 3) in Stati o territori a regime fiscale privilegiato elencati negli artt. 1 e 2 del Decreto, di cui 5 rivengono dalle acquisizioni della Lasmo Plc e della Bouygues Offshore SA. Di queste 15 società, 7 sono soggette a imposizione in Italia o perché incluse nella dichiarazione dei redditi dell'Eni SpA (6) o perché divenute fiscalmente residenti a seguito del trasferimento in Italia della sede dell'amministrazione (1). Le restanti 8 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate in considerazione dell'effettiva attività esercitata.

L'Eni controlla inoltre 20 società residenti in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto, nessuna delle quali si avvale dei regimi ivi previsti.

Nessuna società ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2004 sono stati oggetto di revisione contabile da parte della PricewaterhouseCoopers.

Nel successivo elenco delle imprese controllate, le società residenti in Stati o territori di cui al Decreto sono contrassegnate da un richiamo alla nota a piè pagina dove viene indicato il riferimento agli articoli del Decreto e il trattamento fiscale in Italia del reddito della società.

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni SpA ^(#)	Roma	EUR	4.004.462.776	Ministero dell'economia e delle finanze Cassa Depositi e Prestiti SpA Eni SpA Altri Soci	20,31 10,00 5,92 63,77		

IMPRESE CONTROLLATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Consorzio SET Sviluppo Elettrico Trecate	San Martino Trecate	EUR	5.680.950	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Eni Medio Oriente SpA	San Donato Milanese	EUR	824.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petroliera Italiana SpA	San Donato Milanese	EUR	37.980.800	Eni SpA Soci terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.
Stoccaggi Gas Italia SpA - Stogit SpA	San Donato Milanese	EUR	152.205.500	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Agip Azerbaijan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00		P.N.
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	50.000	Eni Exploration BV Eni International BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	L'Aia (Paesi Bassi)	EUR	52.500	Agip C. Sea BV	100,00		P.N.
Agip Oil Ecuador BV ⁽¹⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Agip USA Inc (in liquidazione)	Wilmington (USA)	USD	3.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
A.K.D. Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.148	Agip Azerbaijan BV	100,00		
Eni A E P Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	73.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.

(1) La società ha una filiale in Ecuador che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Algeria Ltd Sàrl ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Wilmington (USA)	USD	100.072.000	Eni UHL Ltd Soci terzi	0,07 ^(a) 99,93	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV ⁽²⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV ⁽²⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni AOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	187.916.668	Eni Ventures Plc Eni UK Ltd Eni India Ltd	99,99 (..) (..)		P.N.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	2.000.000	Eni Exploration BV Eni International BV	99,50 0,50		P.N.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni BBH Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	84.329.100	Eni BB Ltd	100,00		
Eni BBI Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.200.000	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni BB Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	82.733.977,500	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni BB Petroleum Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petrol Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Birch Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.001.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Brupex Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	11.600.000	Eni AOG Ltd	100,00		
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	34.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukit Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Bulungan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Brazzaville (Congo)	USD	7.000.000	Eni International BV Eni Exploration BV Eni Int. NA NV Sàrl	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Eni Croatia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Dación BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Deepwater Llc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni BB Pet. Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

(a) Il capitale di 100.072.000 azioni si riferisce ad azioni privilegiate senza diritto di voto, possedute interamente da soci terzi, per 100.000.000 azioni e ad azioni ordinarie, possedute interamente dall'Eni UHL Ltd, per 72.000 azioni.

Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria:

Eni UHL Ltd	100,00
Soci terzi	0,00

(2) La società ha una filiale in Angola che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni Energy BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	21.250.000	Eni MHH Ltd (L)	100,00	62,14	C.I.
Eni Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	50.000.015	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Finance Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Forties Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	11.000	Eni UKCS Ltd	100,00		P.N.
Eni Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Grand Maghreb BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90,450	Eni North Africa BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Guibsen Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Guyana BV (in liquidazione)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00		P.N.
Eni India Ltd (ex Eni UK Property Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	2.000.000	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International Exploration Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni ULX Ltd	100,00		P.N.
Eni International Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	100.000	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni International NA NV Sàrl ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	2.750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-21 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00		P.N.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	337.638.724,250	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Linv Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	180.517	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni Liverpool Bay Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	80.400.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Management International Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Energy BV	100,00		P.N.
Eni Marketing Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petrol Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni MEP Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	570.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Methodplan Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	52.015.032	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni MHH Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	33.403.604,150	Eni MOG Ltd (L) Eni Nimex Ltd (L)	62,14 37,86	62,14	C.I.
Eni Middle East BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.000.002	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Mitre Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	18.880.500	Eni MHH Ltd (L) Soci terzi	99,99 (..)		P.N.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	220.711.147,500	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Morocco BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90	Eni Oil Holdings BV	100,00		P.N.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Neptune Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	566.903	Eni Lasmo Plc Eni Pakistan Ltd	99,99 (..)		P.N.
Eni Nimex Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	14.214.491	Eni MOG Ltd (L)	100,00		P.N.
Eni Norge AS	Forus (Norvegia)	NOK	278.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil do Brasil SA	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	738.155.000	Eni Exploration BV Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Wilmington (USA)	USD	198.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.900	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Overseas Holdings Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Papalang Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum BV (in liquidazione)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Dover (USA)	USD	100.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Exploration Co Inc	Houston (USA)	USD	44.000.000	Eni Petrol BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Popodi Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Resources Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	37.106.616	Eni Energy Ltd (L)	100,00	100,00	C.I.
Eni Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Securities Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	187.002	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Sesulu Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sàrl ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Exploration BV	100,00		P.N.
Eni TNS Holdings Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	40.000.000	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	196.976.684,010	Eni TTO Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	3.720.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Trinidad and Tobago Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00		P.N.
Eni Trinidad and Tobago Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	TTD	100.000	Eni Exploration BV Eni International BV	99,94 0,06	100,00	C.I.
Eni TTO Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	57.085.385	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BEK BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni UFL Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	40.100.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	17.000.100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	93.215.492,250	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petrol Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	278.050.000	Eni International BV Eni Exploration BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
leoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Exploration BV	100,00	100,00	C.I.
leoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Grand Maghreb Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Grand Maghreb BV Eni Neptune Ltd (L)	50,00 50,00		P.N.
Lasmo Oil Development (Canada) Ltd	Toronto (Canada)	CAD	0,100	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Lasmo Petroleum Development BV (in liquidazione)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90	Eni Oil Holdings BV Soci terzi	90,00 10,00		P.N.
Lasmo Sanga Sanga Ltd ⁽⁹⁾	Hamilton (Bermuda)	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Eni Exploration BV Eni International BV	99,99 0,01	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle entrate.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Exploration BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
Nigerian Agip Trustees Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.250.000	NAOC Ltd Nigerian Agip E. Ltd	99,00 1,00		P.N.
Pennant Insurance Co Ltd ⁽⁸⁾	Hamilton (Bermuda)	USD	1.000.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Secab Niugini Ltd	Port Moresby (Papua Nuova Guinea)	PGK	3.015.682	Eni MEP Ltd	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Acqua Campania SpA (ex Eni Acqua Campania SpA)	Napoli	EUR	4.950.000	Italgas SpA Eni SpA Snamprogetti SpA Saipem SpA Soci terzi	35,20 10,20 2,55 2,55 49,50	47,95	C.I.
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	Napoli	EUR	15.400.000	Italgas SpA Soci terzi	99,69 0,31	99,69	C.I.
Eni Gas & Power Deutschland SpA (ex Italgas Rete SpA)	San Donato Milanese	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		P.N.
EniPower Iniziative Industriali SpA	San Donato Milanese	EUR	120.000	EniPower SpA Soci terzi	86,50 13,50		P.N.
EniPower SpA	San Donato Milanese	EUR	589.697.849,940	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Trading SpA	San Donato Milanese	EUR	30.000.000	EniPower SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Trasmissione SpA	San Donato Milanese	EUR	16.362.447,720	EniPower SpA	100,00	100,00	C.I.
Fiorentina Gas Clienti SpA	Firenze	EUR	6.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Fiorentina Gas SpA	Firenze	EUR	3.000.000	Italgas SpA Soci terzi	51,03 48,97	51,03	C.I.
GNL Italia SpA	San Donato Milanese	EUR	17.300.000	Snam Rete Gas SpA	100,00	50,06	C.I.
Italgas Hellas SpA	Torino	EUR	149.000.000	Italgas SpA	100,00	100,00	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Napoletana Gas Clienti SpA	Napoli	EUR	5.000.000	Napol Gas SpA	100,00	99,69	C.I.
Partecipazioni Industriali SpA	Torino	EUR	65.850.000	Italgas SpA Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Seteap - Servizi Territori Aree Penisole SpA	Napoli	EUR	120.000	Napol Gas SpA Soci terzi	70,00 30,00		P.N.
Snam Rete Gas SpA (#)	San Donato Milanese	EUR	1.955.310.500	Eni SpA Soci terzi	50,06 49,94	50,06	C.I.
Società EniPower Ferrara Srl	San Donato Milanese	EUR	70.000.000	EniPower SpA Soci terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Società Italiana per il Gas pA	Torino	EUR	239.844.822	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	SIT	3.105.000.000	Eni SpA Soci terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Distribuidora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	202.351.288	Inv. Gas Cuyana SA Eni SpA Soci terzi	51,00 6,84 42,16	45,60	C.I.
Eni España Comercializadora de Gas SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Gas & Power CH SA ⁽¹⁰⁾	Lugano (Svizzera)	CHF	54.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power GmbH	Francoforte sul Meno (Germania)	EUR	75.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni G & P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Trading Europe BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	91.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Gas Brasileiro Distribuidora SA	San Paolo (Brasile)	BRL	370.363.600	Eni International BV Italgas SpA	80,00 20,00	100,00	C.I.
Gerecse Gazvezeték Epítő és Vagyongazdálkodó Részvénytársaság	Tatabánya (Ungheria)	HUF	609.600.000	Turul G. Rt Soci terzi	50,15 49,85		
Greenstream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci terzi	75,00 25,00	75,00	C.I.
Inversora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	60.012.000	Eni SpA Soci terzi	76,00 24,00	76,00	C.I.
Samco Sagl ⁽¹⁰⁾	Lugano (Svizzera)	CHF	20.000	Transmed Pip. Co Ltd Eni International BV Soci terzi	90,00 5,00 5,00		
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	TND	99.000	Eni International BV Soci terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi (Tunisia)	TND	200.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Tigáz Gepa Kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	52.780.000	Tigáz Rt	100,00		P.N.
Tigáz Tisztántúli Gázszolgáltató Részvénytársaság	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	17.000.000.000	Eni SpA Sofid SpA Soci terzi	50,00 (...) 49,99	50,00	C.I.
Tigáz 2 Földgáz Elosztó és Közütemi Szolgáltató Kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	4.650.000.000	Tigáz Rt Soci terzi	89,31 10,69	44,65	C.I.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd ^(*) ⁽⁸⁾	Saint Helier (Jersey)	USD	10.310.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd ⁽³⁾	Saint Helier (Jersey)	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Turul Gázvezeték Építő és Vagyongazdálkodó Részvénytársaság	Tatabánya (Ungheria)	HUF	404.000.000	Tigáz Rt Soci terzi	58,42 41,58		P.N.
Zsámbékgáz Gázvezeték Építő és Vagyongazdálkodó Részvénytársaság	Bicske (Ungheria)	HUF	1.050.000.000	Tigáz Rt	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

(*) La società è considerata controllata ai sensi dell'art. 2359, comma 1, n. 3 del codice civile.

(3) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: la società a seguito del trasferimento della sede dell'amministrazione è soggetta a imposizione in Italia.

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
AgipFuel SpA	Roma	EUR	3.637.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
AgipRete SpA	Roma	EUR	15.480.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Big Bon Distribuzione SpA	Milano	EUR	516.460	AgipRete SpA	100,00	100,00	C.I.
Consorzio AgipGas Sabina	Cittàducale	EUR	5.160	AgipRete SpA Soci terzi	70,00 30,00		P.N.
Consorzio Condecò Santapalomba	Pomezia	EUR	106.907	Praoil SpA AgipFuel Soci terzi	48,72 39,81 11,47		P.N.
Costiero Gas Livorno SpA	Livorno	EUR	26.000.000	AgipRete SpA Soci terzi	65,00 35,00	65,00	C.I.
Ecofuel SpA	Milano	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Portugal Investment SpA	Roma	EUR	321.240.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Intermode Trasporti Logistica Integrata SpA	Genova	EUR	1.290.000	Praoil SpA	100,00	100,00	C.I.
Italiana Petroli SpA	Genova	EUR	51.071.053	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Petrolig Srl	Genova	EUR	104.000	Praoil SpA Soci terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Petroven Srl	Genova	EUR	156.000	Praoil SpA Soci terzi	68,00 32,00	68,00	C.I.
Praoil Oleodotti Italiani SpA	Genova	EUR	74.189.479	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela	EUR	92.304.660	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Seapad SpA	Genova	EUR	12.400.000	Praoil SpA Soci terzi	80,00 20,00		P.N.

ALL'ESTERO

Afi Hotels Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	EUR	1.032.920	Eni SpA	100,00		P.N.
Agip Austria GmbH	Vienna (Austria)	EUR	20.000.000	Eni International BV Agip Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Agip Austria Tankstellenbetrieb GmbH	Vienna (Austria)	EUR	35.000	Agip Austria GmbH	100,00		P.N.
Agip Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Česká Republika Sro	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	1.511.913.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	EUR	90.000.000	Eni International BV AgipRete SpA	98,00 2,00	100,00	C.I.
Agip Ecuador SA ⁽¹⁰⁾	Quito (Ecuador)	USD	103.142,080	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Agip España SA	Madrid (Spagna)	EUR	61.600.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Française SA	Lione (Francia)	EUR	65.000.000	Eni International BV Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Hungaria Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	HUF	10.991.500.000	Eni International BV Soci terzi	99,41 0,59	99,41	C.I.
Agip Lubricantes SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	1.000.000	Eni International BV Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Lubricants (Pty) Ltd	Johannesburg (Rep. Sudafricana)	ZAR	200.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Pannónia Kereskedelmi Kft	Budapest (Ungheria)	HUF	2.157.570.000	Agip Hungaria Rt	100,00	99,41	C.I.
Agip Portugal - Combustiveis SA	Alès (Portogallo)	EUR	2.754.480	Agip España SA	100,00	100,00	C.I.
Agip Romania SA	Bucarest (Romania)	ROL	238.763.100.000	Eni International BV Soci terzi	99,97 0,03	100,00	C.I.
Agip Schmiertechnik GmbH	Würzburg (Germania)	EUR	2.000.000	Agip Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovenija doo	Lubiana (Slovenia)	SIT	909.560.400	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovensko Spol. Sro	Bratislava (Repubblica Slovacca)	SKK	270.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Suisse SA ⁽¹⁰⁾	Losanna (Svizzera)	CHF	102.500.000	Eni International BV Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Trading Services BV ⁽⁴⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.160	Eni International BV	100,00		P.N.
Agip Trading Services Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	500	Eni International BV	100,00		P.N.
American Agip Co Inc	Wilmington (USA)	USD	27.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Esacontrol SA ⁽¹⁰⁾	Quito (Ecuador)	USD	60.000	Agip Ecuador SA Soci terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA ⁽¹⁰⁾	Quito (Ecuador)	USD	30.000	Agip Ecuador SA	100,00	100,00	C.I.
Hotel Assets Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	44.005.000	Eni SpA	100,00		P.N.
OOO "Nefto - Agip"	Mosca (Federazione Russa)	RUB	246.760	Eni International BV	100,00		P.N.
Suedpetrol Ag fuer Erdoelwirtschaft	Monaco di Baviera (Germania)	EUR	7.669.378,220	Agip Deutsch. GmbH	100,00		P.N.
Tecnoesa SA ⁽¹⁰⁾	Quito (Ecuador)	USD	36.000	Agip Ecuador SA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

(4) La società ha una filiale a Singapore, Paese incluso negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle entrate.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Petrolchimica

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Polimeri Europa SpA	Brindisi	EUR	1.465.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

IN ITALIA

Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	EUR	1.549.060	Polimeri Europa SpA Syndial SpA EniPower SpA Soci terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	EUR	6.000.000	Polimeri Europa SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci terzi	48,31 28,10 1,66 21,93		P.N.

ALL'ESTERO

Dunastyr Polisztirolgyártó Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	HUF	2.113.902.000	Polimeri Europa SpA Polimeri Benelux SA Polimeri Europa GmbH	77,91 11,05 11,04	100,00	C.I.
Kelvin Terminals Koelveem BV	Al Terneuzen (Paesi Bassi)	EUR	4.537.800	Polimeri E. UK Ltd	100,00		P.N.
Polimeri Europa Americas Inc	Wilmington (USA)	USD	78.370	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Benelux SA	Nivelles (Belgio)	EUR	10.000.000	Polimeri Europa SpA Polimeri Distrib. SA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Polimeri Europa Distribution SA ⁽¹⁰⁾	Manno (Svizzera)	CHF	100.000	Polimeri Europa GmbH Soci terzi	95,00 5,00		P.N.
Polimeri Europa Elastomères France SA	Champagnier (Francia)	EUR	13.011.904	Polimeri Europa SpA Soci terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Polimeri Europa France SAS	Mardyck (Francia)	EUR	126.115.582,900	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa GmbH	Eschborn Taunus (Germania)	EUR	100.000	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Hellas SA	Atene (Grecia)	EUR	342.000	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Ibérica SA	Barcellona (Spagna)	EUR	2.524.200	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Kimya Ürünleri Ticaret Ltd Sirketi	Istanbul (Turchia)	TRL	20.000	Polimeri Europa SpA Polimeri Europa GmbH	90,00 10,00		P.N.
Polimeri Europa Norden A/S	Copenaghen (Danimarca)	DKK	3.000.000	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Pacific Ltd ⁽⁸⁾ (in liquidazione)	Hong Kong (Cina)	HKD	1.000.000	Polimeri Europa SpA Soci terzi	99,99 (..)		P.N.
Polimeri Europa Polska Sp. zo.o	Varsavia (Polonia)	PLN	1.000.000	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Portugal SA	Viana do Castelo (Portogallo)	EUR	50.000	Polimeri E. UK Ltd Soci terzi	99,56 0,44		P.N.
Polimeri Europa UK Ltd	Hythe (Regno Unito)	GBP	4.004.040	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Altre attività

Costruzioni e perforazioni

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem SpA (#)	San Donato Milanese	EUR	441.181.100	Eni SpA Saipem SpA Soci terzi	42,94 (a) 0,77 56,29		P.N.

IN ITALIA

Bos Italia Srl	Milano	EUR	10.000	Saipem SA	100,00		
Consorzio Saipem Energy International - Tecnomare	San Giuliano Milanese	EUR	10.000	Saipem Ene. I. SpA Tecnomare SpA	50,00 50,00		P.N.
Consorzio Saitre (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	51.645,700	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00		
Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino	EUR	10.329,140	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00		
Energy Maintenance Services SpA	San Donato Milanese	EUR	9.020.216	Saipem SpA Eni SpA	50,00 50,00		P.N.
Intermare Sarda SpA	Tortoli	EUR	6.708.000	Saipem SpA	100,00		
Saipem Energy International SpA	San Donato Milanese	EUR	2.550.000	Saipem SpA	100,00		
Saipem FPSO SpA (ex Sonsub SpA)	San Donato Milanese	EUR	884.000	Saipem SpA	100,00		

ALL'ESTERO

Boscongo SA	Pointe Noire (Congo)	XAF	200.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,98 0,02		
Bos Investment Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.000.000	Saipem SA Entreprise N. M. SA	99,99 (..)		
Bos - UIE Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	3.300.000	Bos Invest. Ltd	100,00		
Camom Gesellschaft fur Instandhaltung und Montagen GmbH	Francoforte sul Meno (Germania)	EUR	25.564,590	Saipem SA Camom SA	95,00 5,00		
Camom Industrie Instandhaltung GmbH & Co Kg (in liquidazione)	Spergau (Germania)	EUR	25.564,590	Camom Gesell. GmbH	100,00		
Camom Industrie Instandhaltung Verwaltungs GmbH (in liquidazione)	Spergau (Germania)	EUR	25.564,590	Camom Gesell. GmbH	100,00		
Camom SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	2.897.500	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)		
Camom Turbines Services (ex Canalisations, Tuyauteries Soudées SA)	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	915.000	Camom SA Soci terzi	99,98 0,02		
Conception Maintenance Petrochimique de l'Ouest SA	S. Vigor d'Ymonville (Francia)	EUR	305.000	Camom SA Soci terzi	99,97 0,03		
Csmi Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.525	Camom SA Entreprise N. M. SA	99,00 1,00		
Delong Hersent - Estudos, Construções Marítimas e Participações, Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SA	100,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.

(a) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Eni SpA 43,29
Soci terzi 56,71

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Entreprise Nouvelle Marcellin SA	Marsiglia (Francia)	EUR	1.018.700	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)		
Er Sai Caspian Contractor Llc	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.105.930.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.760	Saipem Intern. BV	100,00		
European Marine Contractors Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000.000	European M. I. Ltd Saipem UK Ltd	50,00 50,00		
European Marine Investments Ltd	Londra (Regno Unito)	USD	20.000.000	Saipem Intern. BV	100,00		
European Maritime Commerce BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	ERS BV	100,00		
Global Petroprojects Services AG ⁽¹⁰⁾	Zurigo (Svizzera)	CHF	5.000.000	Saipem Intern. BV	100,00		
Guangdong Contractor Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Entreprise N. M. SA Soci terzi	60,00 40,00		
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad, Mumbai (India)	INR	100.000	S. E. P. G. SA Soci terzi	55,00 45,00		
Hazira Marine Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad, Mumbai (India)	INR	100.000	Saipem SA Sofresid SA	99,99 0,01		
Katran-K Llc	Krasnodar (Federazione Russa)	RUB	1.603.800	Saipem Intern. BV	100,00		
Moss Arctic Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	100.000	Moss Maritime AS	100,00		
Moss Maritime AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	10.000.000	Saipem Intern. BV	100,00		
Moss Maritime Inc	Houston (USA)	USD	145.000	Moss Maritime AS	100,00		
Moss Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	20.000.000	Moss Maritime AS	100,00		
Nigerian Services & Supply Co Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	40.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)		
Petrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	20.364.045	Saipem Intern. BV Soci terzi	99,99 (..)		
Petromar Lda ⁽¹⁰⁾	Luanda (Angola)	USD	357.142,850	DeLong H - ECMP Lda Soci terzi	70,00 30,00		
PT Bos Indonesia	Jakarta (Indonesia)	IDR	2.176.000.000	Saipem SA Entreprise N. M. SA	99,90 0,10		
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	29.000.000	Saipem Intern. BV Saipem Asia Sdn Bhd	99,99 (..)		
PT Sofresid Engineering (ex PT Sofresid Indonesia LI)	Jakarta (Indonesia)	IDR	3.016.000.000	Sofresid SA Sofresid Engine. SA	99,90 0,10		
Saibos Akogep Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Saibos SAS Soci terzi	70,00 30,00		
Saibos Construções Maritimas Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	55.102.104	Saipem SA	100,00		
Saibos Fze ⁽⁹⁾	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	1.000.000	Saibos C. Marit. Lda	100,00		
Saibos SAS	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	38.125	Saipem SA	100,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle entrate.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saigut SA De Cv	Ensenada (Messico)	MXN	50.000	Saimexicana SA Soci terzi	80,00 20,00		
Saimexicana SA De Cv	Città del Messico (Messico)	MXN	50.000	Saipem SA Enterprise N. M. SA	99,99 (..)		
Saipem America Inc (ex Sonsub Inc)	Wilmington (USA)	USD	50.000.000	Saipem Intern. BV	100,00		
Saipem Argentina de Perforaciones, Montajes y Proyectos Sociedad Anónima, Minera, Industrial, Comercial y Financiera (ex Saipem Argentina S.A.M.I.C. y F)	Buenos Aires (Argentina)	ARS	150.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	98,77 1,23		
Saipem Asia Sdn Bhd ⁽⁹⁾	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	8.116.500	Saipem Intern. BV	100,00		
Saipem Australia Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	10.661.000	Saipem Intern. BV	100,00		
Saipem Contracting Algerie SpA	Hassi Messaoud (Algeria)	DZD	10.000.000	Sofresid SA Saipem SA Soci terzi	99,94 0,01 0,05		
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	567.000.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	97,00 3,00		
Saipem do Brasil Serviços de Petroleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	5.814.327	Saipem Intern. BV Soci terzi	99,99 (..)		
Saipem Energy International Ltd (in liquidazione)	New Malden (Regno Unito)	GBP	6.000.000	Saipem UK Ltd	100,00		
Saipem Holding France SAS	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	40.000	Saipem Intern. BV	100,00		
Saipem India Project Services Ltd	Chennai (India)	INR	2.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)		
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00		
Saipem Logistics Services Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	55.000.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	99,99 (..)		
Saipem Luxembourg SA ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	EUR	31.002	Saipem SGPS SA Saibos C. Marit. Lda	99,99 (..)		
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd ⁽⁹⁾	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	1.033.500	Saipem Intern. BV Soci terzi	41,94 ^(a) 58,06		
Saipem Mediteran Usluge doo	Rijeka (Croazia)	HRK	1.500.000	Saipem Intern. BV	100,00		
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	89,41 10,59		
Saipem - Perfurações e Construções Petrolíferas America do Sul Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	224.459	Saipem SGPS SA	100,00		
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	299.278.738,240	Saipem SGPS SA	100,00		
Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS Sociedade Unipessoal SA	Funchal (Portogallo)	EUR	49.900.000	Saipem Intern. BV	100,00		
Saipem SA ⁽⁵⁾	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	26.207.646,960	Saipem SpA	100,00		
Saipem Services SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	61.500	Saipem Intern. BV ERS BV	99,98 0,02		

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

(a) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Saipem International BV 40,00
Soci terzi 60,00

(5) La società ha una filiale negli Emirati Arabi Uniti, Paese incluso negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle entrate.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem Singapore Pte Ltd ⁽⁹⁾	Singapore (Singapore)	SGD	25.000	Saipem SA	100,00		
Saipem UK Ltd	New Malden (Regno Unito)	GBP	6.470.000	Saipem Intern. BV	100,00		
Saipem Venezuela CA	Caracas (Venezuela)	VEB	20.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,95 0,05		
SAIR Construções Mecanicas de Estruturas Maritimas Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	86,00 14,00		
Sasp Offshore Engineering UK Ltd (in liquidazione)	New Malden (Regno Unito)	GBP	500.000	Saipem Ene. Ltd (L)	100,00		
SAS Port de Tanger	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	37.000	Saipem SA	100,00		
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	5.000.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	60,00 40,00		
SB Construction and Maritime Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.152	ERS BV Entreprise N. M. SA	50,00 50,00		
Services et Equipements Gaziers et Petroliers SA	Donges (Francia)	EUR	38.125	Saipem SA Soci terzi	99,76 0,24		
Société de Construction d'Oleoducs Snc	Donges (Francia)	EUR	39.000	S. E. P. G. SA Camom SA	99,90 0,10		
Société d'Etudes d'Oleoducs Snc (in liquidazione)	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Sofresid SA	100,00		
Société Nouvelle Technigaz SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	228.750	Saipem SA Soci terzi	99,96 0,04		
Sofresid Engineering SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.267.142,800	Sofresid SA Soci terzi	99,99 0,01		
Sofresid SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	8.253.840	Saipem SA Soci terzi	99,99 (..)		
Sonsub AS	Randeborg (Norvegia)	NOK	1.882.000	Saipem Intern. BV	100,00		
Sonsub International Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	13.157.570	Saipem Intern. BV	100,00		
Sonsub Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	5.901.028	Saipem Intern. BV	100,00		
Star Gulf Free Zone Co ⁽⁹⁾	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	500.000	Saipem SA Sofresid SA	60,00 40,00		
Stts Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem SA Technigaz SA Soci terzi	57,00 3,00 40,00		
Sud Est Cie SA	Aix-en-Provence (Francia)	EUR	152.704	Sofresid SA Soci terzi	99,62 0,38		
Tbe Ltd	Damietta (Egitto)	EGP	50.000	Technigaz SA Soci terzi	70,00 30,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle entrate.

Ingegneria

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Snamprogetti SpA	San Donato Milanese	EUR	103.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

IN ITALIA

ASG Scarl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	55,34 44,66		P.N.
Consorzio Bonifica Aree e Siti Inquinati	Milano	EUR	20.658,280	Ambiente SpA Snamprogetti SpA	50,00 50,00		P.N.
Consorzio Ras - Realizzazioni Attraversamenti Sotterranei (in liquidazione)	Udine	EUR	10.329	Snamprogetti SpA Soci terzi	51,00 49,00		P.N.
Engineering & Management Services SpA (ex Snamprogetti Services SpA)	San Donato Milanese	EUR	309.600	Snamprogetti SpA	100,00	100,00	C.I.
Modena Scarl	San Donato Milanese	EUR	400.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	59,33 40,67		P.N.
Rodano Consortile Scarl	San Donato Milanese	EUR	250.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	53,57 46,43		P.N.
Snamprogetti Sud SpA	Vibo Valentia	EUR	5.000.040	Snamprogetti SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	91.150.000	Snamprogetti SpA Snamprog. M. Serv. SA	99,00 1,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Africa (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Snamprog. Netherl. BV Snamprog. M. Serv. SA	99,00 1,00		P.N.
Snamprogetti Canada Inc	Montreal (Canada)	CAD	1.000	Snamprog. Netherl. BV	100,00		P.N.
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.151,200	Snamprog. Netherl. BV	100,00		P.N.
Snamprogetti France Sàrl ⁽⁷⁾	Parigi (Francia)	EUR	22.867,500	Snamprog. Netherl. BV	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Kazakhstan Ltd Liability Partnership	Almaty (Kazakhstan)	KZT	15.000.000	Snamprog. Netherl. BV Snamprog. M. Serv. SA	99,00 1,00		P.N.
Snamprogetti Ltd	Basingstoke (Regno Unito)	GBP	15.000.000	Snamprog. M. Serv. SA	100,00	99,99	C.I.
Snamprogetti Lummus Gas Ltd ⁽⁸⁾	Msida (Malta)	EUR	50.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	99,00 1,00	99,00	C.I.
Snamprogetti Management Services SA ⁽¹⁰⁾	Ginevra (Svizzera)	CHF	50.000.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	99,99 0,01	99,99	C.I.
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	92.117.340	Snamprogetti SpA	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Romania Srl	Bucarest (Romania)	ROL	7.364.700.000	Snamprog. Netherl. BV Snamprog. M. Serv. SA	99,00 1,00		P.N.
Snamprogetti Saudi Arabia Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Snamprog. M. Serv. SA Soci terzi	75,00 25,00	74,99	C.I.
Snamprogetti USA Inc	Dover (USA)	USD	2.000	Snamprog. M. Serv. SA	100,00	99,99	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

(7) La società ha una filiale nell'Oman, Paese incluso negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle entrate.

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	EUR	4.080.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Ambiente SpA	San Donato Milanese	EUR	36.120.000	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela	EUR	23.519.847,160	Syndial SpA Soci terzi	99,96 0,04		P.N.
CEOM - Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA (ex CEOM - Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA) (in liquidazione)	Palermo	EUR	912.000	Syndial SpA Soci terzi	93,80 6,20		P.N.
Consorzio Infoter - Informatica per il Territorio (in liquidazione)	Palermo	EUR	10.320	Syndial SpA Sofid SpA	95,00 5,00		P.N.
Consorzio Utenti Acquedotti Industriali e Altri Servizi di Interesse Collettivo SpA	Venezia	EUR	1.033.000	Syndial SpA Soci terzi	87,00 13,00		P.N.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniTecnologie SpA	San Donato Milanese	EUR	28.612.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Galatea Srl (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	10.200	Syndial SpA	100,00		P.N.
Immobiliare Est SpA	San Donato Milanese	EUR	25.820.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini	EUR	104.000	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.
Iniziativa e Sviluppo di Attività Industriali - I.S.A.I. SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci terzi	58,70 41,30		P.N.
Insartel Srl (in liquidazione)	Cagliari	EUR	51.000	Syndial SpA	100,00		P.N.
Marghera Servizi Industriali Srl	San Donato Milanese	EUR	18.000.000	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese	EUR	27.917.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	EUR	2.080.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Porto Marghera	EUR	8.751.500	Syndial SpA Polimeri Europa SpA Soci terzi	29,57 28,63 41,80		P.N.
Sieco SpA	San Donato Milanese	EUR	13.427.419,080	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Sviluppo Tecnologie Industriali SpA	Pisa	EUR	250.000	Tecnomare SpA Soci terzi	66,83 33,17		P.N.
Syndial SpA - Attività Diversificate	San Donato Milanese	EUR	397.798.804	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA	Venezia	EUR	2.064.000	Eni SpA Snamprogetti SpA Saipem SpA Soci terzi	45,00 10,00 5,00 40,00	55,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)		P.N.
Oleodotto del Reno SA ⁽¹⁰⁾	Coira (Svizzera)	CHF	1.550.000	Syndial SpA	100,00		P.N.
Rheinische Oelleitungs GmbH	Hoerbranz (Austria)	EUR	4.215.024,380	Oleodotto del Reno SA	100,00		
Tecnomare (UK) Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	1.750.000	Tecnomare SpA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Corporate e società finanziarie

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Società Finanziaria Eni SpA - Enifin	San Donato Milanese	EUR	130.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

IN ITALIA

Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid - SpA	Roma	EUR	85.537.498,800	Eni SpA Soci terzi	99,61 0,39	99,61	C.I.
Padana Assicurazioni SpA	San Donato Milanese	EUR	15.600.000	Sofid SpA Eni SpA	73,25 26,75	99,72	C.I.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese	EUR	5.160.000	Sofid SpA Soci terzi	49,00 51,00	48,81	C.I.
Serleasing SpA	Roma	EUR	5.160.000	Sofid SpA	100,00	99,61	C.I.
Sofidsim - Società di Intermediazione Mobiliare SpA	Roma	EUR	2.600.000	Sofid SpA	100,00	99,61	C.I.
Sofid Vita SpA	Roma	EUR	8.600.000	Sofid SpA	100,00		P.N.

ALL'ESTERO

Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	750.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Coordination Center SA	Bruxelles (Belgio)	USD	1.975.036.000	Eni International BV Eni Trading BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni International Bank Ltd ⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	USD	50.000.000	Eni SpA Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Exploration & Production

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesto	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agiba Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
AstPetroEnergy BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Energy BV Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Carson Development General Partnership	Torrance (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas Inc Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Carson Town Center Inc	Los Angeles (USA)	USD	50.000	Carson D. Partnership	100,00		
Closed Joint Stock Co "AstraN"	Astrakhan (Federazione Russa)	RUB	100.000	Eni Energy BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañia Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	VEB	100.000	Eni Venezuela BV Soci terzi	26,00 74,00		P.N.
East Delta Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	37,50 62,50		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	87.500.000	Eni International BV Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
El Temsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Eni Gas BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Eni Oil Co Ltd (ex Agip Oil Co Ltd)	Nassau (Bahamas)	USD	5.000	Eni North Africa BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Enirepsa Gas Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	11.250.000	Eni Middle E. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Enstar Petroleum Ltd	Calgary (Canada)	CAD	0,100	Unimar Llc	100,00		
Geopromtrans Llc	Mosca (Federazione Russa)	RUB	2.000.000	Eni Russia BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
InAgip doo	Zagabria (Croazia)	HRK	54.000	Eni Croatia BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Karachaganak Marketing Services Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci terzi	38,00 62,00		P.N.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci terzi	32,50 67,50		P.N.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci terzi	38,00 62,00		P.N.
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	KWD	250.000	Eni Middle E. BV Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas Inc Soci terzi	32,50 67,50		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	37,50 62,50		P.N.
Petrobel Belayim Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Port Said Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci terzi	22,50 77,50		P.N.
Ras el Bar Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci terzi	37,50 62,50		P.N.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA	Tunisi (Tunisia)	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Sodeps - Société de Développement et d'Exploitation du Permis du Sud SA	Tunisi (Tunisia)	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci terzi	49,50 50,50		P.N.
Unimar Llc	Houston (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas Inc Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
United Gas Derivatives Co	Il Cairo (Egitto)	USD	402.000.000	Eni International BV Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
Virginia Indonesia Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		
Virginia International Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Acam Clienti SpA	La Spezia	EUR	7.106.500	Eni SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Acam Gas SpA	La Spezia	EUR	68.090.000	Italgas SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Agestel SpA	Pisa	EUR	775.000	Toscana Gas SpA Soci terzi	51,00 49,00		
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	Torino	EUR	110.500.000	Italgas SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Energia Valdarno Scrl	Pisa	EUR	52.000	Toscana Gas SpA	100,00		
Mariconsult SpA	Milano	EUR	103.300	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Arcore SpA	Arcore	EUR	175.000	Italgas SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Borgomanero SpA	Borgomanero	EUR	250.000	Italgas SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Casalpusterlengo SpA	Casalpusterlengo	EUR	100.000	Italgas SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Sant'Angelo Lodigiano SpA	Sant'Angelo Lodigiano	EUR	200.000	Italgas SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Promgas SpA	Milano	EUR	516.500	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Siciliana Gas SpA	Palermo	EUR	34.927.589,400	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Siciliana Gas Vendite SpA	Palermo	EUR	5.100.000	Sicilgas SpA Eni SpA Soci terzi	99,99 (..) (..)		
Termica Milazzo Srl	Milano	EUR	23.241.000	EniPower SpA Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Toscana Gas Clienti SpA	Pistoia	EUR	2.635.000	Toscana Gas SpA	100,00		
Toscana Gas SpA	Pisa	EUR	109.381.463,280	Part.ni Ind.li SpA Soci terzi	46,10 53,90		P.N.
Toscana Partecipazioni SpA	Pisa	EUR	11.700.000	Toscana Gas SpA Fiorentina Gas SpA Soci terzi	74,00 25,00 1,00		
Toscana Servizi ScpA	Pisa	EUR	330.931	Toscana Gas SpA Soci terzi	51,00 49,00		
Toscogen SpA (in liquidazione)	Pisa	EUR	2.582.284	Toscana Gas SpA Soci terzi	56,67 43,33		
We.Cube.Com SpA (in liquidazione)	Torino	EUR	666.668	Italgas SpA Soci terzi	29,58 70,42		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Blue Stream Pipeline Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Distribuidora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	160.457.190	Inv. Gas Centro SA Eni SpA Soci terzi	51,00 31,35 17,65		P.N.
EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	Karlsruhe (Germania)	EUR	25.000	Eni International BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Erdgas - Beteiligungsgesellschaft Sud mbH	Stoccarda (Germania)	EUR	15.500.000	Gasversorg. Südd. GmbH EnBW - Eni Verw. mbH	51,00 49,00		
Eteria Parohis Aeriou Thessalia SA	Larissa (Grecia)	EUR	78.459.200	Italgas Hellas SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessaloniki SA	Salonicco (Grecia)	EUR	307.850.000	Italgas Hellas SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Gas Directo SA	Madrid (Spagna)	EUR	1.716.000	U. Fenosa Gas SA Soci terzi	60,00 40,00		
Gasifica SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.200	U. Fenosa Gas SA Soci terzi	90,00 10,00		
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	Stoccarda (Germania)	EUR	76.694.000	EnBW - Eni Verw. mbH	100,00		
Godolloi Gazmerogyar Kft	Godollo (Ungheria)	HUF	57.600.000	Tigáz Rt Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Infraestructuras de Gas SA	Madrid (Spagna)	EUR	340.000	U. Fenosa Gas SA Soci terzi	85,00 15,00		
Inversora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	68.012.000	Eni SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Setgas - Sociedade de Produção e Distribuição de Gas SA	Setubal (Portogallo)	EUR	9.000.000	Eni SpA Soci terzi	21,87 78,13		P.N.
Spanish Egyptian Gas Co SAE	Damietta (Egitto)	USD	375.000.000	U. Fenosa Gas SA Soci terzi	80,00 20,00		
Trans Austria Gasleitung GmbH	Vienna (Austria)	EUR	72.672,830	Eni International BV Soci terzi	89,00 11,00		P.N.
Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH	Essen (Germania)	EUR	7.669.378,220	Eni G & P GmbH Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Transitgas AG	Zurigo (Svizzera)	CHF	100.000.000	Eni International BV Soci terzi	46,00 54,00		P.N.
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.340.240	U. Fenosa Gas SA Soci terzi	99,99 (..)		
Unión Fenosa Gas Exploración y Producción SA	Madrid (Spagna)	EUR	60.110	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Unión Fenosa Gas SA	Madrid (Spagna)	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Arezzo Gas SpA	Arezzo	EUR	394.000	AgipRete SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
B.T. Trasporti SpA	Ariccia	EUR	1.800.000	Intermode SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Cam Petroli Srl	Pero	EUR	8.670.000	AgipFuel SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Ce.p.i.m. Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo	EUR	6.642.928,320	Praoil SpA Soci terzi	34,93 65,07		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	EUR	102.000	AgipRete SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Consorzio per il Giurista di Impresa Scarl	Genova	EUR	44.880	IP SpA Soci terzi	22,73 77,27		P.N.
Depositi Costieri Trieste SpA	Trieste	EUR	1.560.000	Praoil SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Disma SpA (ex Disma Srl)	Segrate	EUR	2.600.000	AgipRete SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Fox Energy Srl	Pesaro	EUR	20.000.000	AgipFuel SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	Pieve di Soligo	EUR	140.400	AgipFuel SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Hub Srl	Fiumicino	EUR	4.248.000	AgipRete SpA Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
Italoil Srl (in liquidazione)	Livorno	EUR	500.000	Praoil SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Logipetrol SpA	Parma	EUR	2.260.000	Intermode SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Omnispedia Service Srl	La Spezia	EUR	221.560	AgipRete SpA Soci terzi	30,00 70,00		P.N.
PAR Srl	Roma	EUR	900.000	AgipRete SpA Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
Petra SpA	Ravenna	EUR	723.100	Praoil SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	EUR	2.068.000	Praoil SpA Soci terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA	Milazzo	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
SACCNE Rete Srl	Messina	EUR	2.200.000	AgipRete SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Seastok SpA	Trieste	EUR	6.206.400	AgipRete SpA Soci terzi	33,00 67,00		P.N.
Seram SpA	Fiumicino	EUR	312.000	Eni SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	EUR	103.000	Praoil SpA Soci terzi	35,00 65,00		P.N.
Unipetrol SpA	Tortona	EUR	1.500.000	Intermode SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Viscolube SpA	Pieve Fissiraga	EUR	10.200.000	AgipRete SpA Soci terzi	33,33 66,67		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Aet - Raffineriebeteiligungs-gesellschaft mbH	Schwedt (Germania)	EUR	27.000	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
Area di Servizio City Moesa SA	San Vittore (Svizzera)	CHF	1.800.000	City Carburol SA Soci terzi	58,00 42,00		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	Vohburg (Germania)	EUR	10.226.000	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Ploechinger GmbH	Zirndorf (Germania)	EUR	308.300	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	24,81 75,19		P.N.
Bronberger & Kessler Handelsgesellschaft	Monaco di Baviera (Germania)	EUR	80.000	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
City Carburol SA	Rivera (Svizzera)	CHF	6.000.000	Agip Suisse SA Soci terzi	49,91 50,09		P.N.
Galp Energia SGPS SA	Lisbona (Portogallo)	EUR	829.250.635	Eni Portugal Inv. SpA Soci terzi	33,34 66,66		P.N.
Gilg & Schweiger Handelsgesellschaft mbH & Co Kg	Pullach (Germania)	EUR	26.000	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Italsing Petroleum Co Pte Ltd	Singapore (Singapore)	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Mediterrannée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	TND	1.000.000	Eni International BV Soci terzi	34,00 66,00		P.N.
Oléoduc du Rhône SA	Bovernier (Svizzera)	CHF	7.000.000	Eni International BV Oléoduc du Rhône SA Soci terzi	48,93 ^(a) 0,06 51,01		P.N.
Omnia Gas Sagl	Rivera (Svizzera)	CHF	21.000	City Carburol SA	100,00		
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	68.067	Eni International BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA - Société Anonyme pour le Ravitaillement de Carburants sous Pression A	Meyrin (Svizzera)	CHF	420.000	Agip Suisse SA Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Supermetanol CA	Jose - Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	12.086.744.845	Ecofuel SpA Soci terzi	34,51 65,49		P.N.
Super Octanos CA	Jose - Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	4.240.000.000	Ecofuel SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	EUR	409.034	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

(a) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Eni International BV 48,96
Soci terzi 51,04

Petrolchimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Abb Estense Service SpA	Ferrara	EUR	196.078	Polimeri Europa SpA Soci terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

Altre attività

Costruzioni e perforazioni

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio U.S.G. (in liquidazione)	Parma	EUR	25.823	Saipem SpA Soci terzi	40,00 60,00		
Rosbos Scrl (ex Société Consortile Rosetti Bouygues Offshore) (in liquidazione)	Ravenna	EUR	10.400	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		
Rosfin Srl	Ravenna	EUR	9.649.200	Saipem SA Soci terzi	33,33 66,67		

ALL'ESTERO

Africa Oil Services SA	Guyancourt (Francia)	EUR	37.500	S. E. P. G. SA Soci terzi	44,88 55,12		
Ateliers Ferroviares d'Artix SA	Artix (Francia)	EUR	80.000	Camom SA Soci terzi	49,48 50,52		
Barber Moss Ship Management AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	1.000.000	Moss Maritime AS Soci terzi	50,00 50,00		
BOS Shelf Ltd Society	Baku (Azerbaijan)	AZM	10.000.000	Star Gulf F. Z. Co Soci terzi	50,00 50,00		
Dalia Floater Angola Snc	Courbevoie (Francia)	EUR	0,1	Entreprise N. M. SA Soci terzi	27,50 72,50		
Doris Development Canada Ltd	St. John's (Canada)	CAD	10.000	Doris Engine. SA	100,00		
Doris Engineering SA	Parigi (Francia)	EUR	3.571.440	Sofresid SA Soci terzi	40,00 60,00		
Doris USA Inc	Houston (USA)	USD	1.500.000	Doris Engine. SA	100,00		
Eurig GmbH	Colonia (Germania)	EUR	25.000	Camom Gesell. GmbH Soci terzi	50,00 50,00		
Eurig GmbH & Co Kg	Colonia (Germania)	EUR	250.000	Camom Gesell. GmbH Soci terzi	50,00 50,00		
FPSO Firenze Produção de Petróleo Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00		
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	15.000.000	FPSO Myst Nig. Lda	100,00		
FPSO Mystras - Produção de Petróleo Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00		
Gaztransport et Technigaz SAS	S. Remy Les Chevreuse (Francia)	EUR	370.288	Technigaz SA Saipem SA Soci terzi	22,22 7,78 70,00		
Kwanda Suporto Logistico Lda	Luanda (Angola)	AOA	25.510.204	Delong H - ECMP Lda Soci terzi	49,00 51,00		
Lipardiz - Construção de Estruturas Maritimas Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00		
Offshore Design Engineering Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100.000	Saipem SA Doris Engine. SA	50,00 50,00		
OOO Moss Krylov Maritime (ex Moss Krylov Maritime)	San Pietroburgo (Federazione Russa)	RUB	98.000	Moss Maritime AS Soci terzi	50,00 50,00		
PMS - Petrochemicals Maintenance Services GmbH	Leuna (Germania)	EUR	200.000	Camom Gesell. GmbH Soci terzi	25,00 75,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipar Drilling Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		
Saipem Aban Drilling Co Private Ltd	Chennai (India)	INR	50.000.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		
Sea Tank Co SA	Parigi (Francia)	EUR	46.800	Doris Engine. SA Soci terzi	99,62 0,38		
Servicios de Construcciones Caucedo SA	Santo Domingo (Rep. Dominicana)	DOP	100.000	Saipem SA Soci terzi	49,70 50,30		
Société Algérienne de Construction Industrielle et Pétrolière	Algeri (Algeria)	DZD	5.000.000	Saipem SpA Soci terzi	49,00 51,00		
Société Mixte Kazakhoil Bouygues Offshore Sarl	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée	Anjra (Marocco)	EUR	33.000	SAS Port de Tanger Soci terzi	33,33 66,67		
Starstroi Llc	Krasnodar (Federazione Russa)	RUB	7.699.490	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		
Starstroi Security Sàrl	Krasnodar (Federazione Russa)	RUB	300.000	Starstroi Llc	100,00		
Tchad Cameroon Maintenance BV	Schiedam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Saipem SA Soci terzi	40,00 60,00		
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizacoes Industriais SA	Linda-A-Velha - Oeiras (Portogallo)	EUR	700.000	Saipem SA Soci terzi	42,50 57,50		
Tss Dalia Snc	Courbevoie (Francia)	EUR	0,1	Saipem SA Soci terzi	27,50 72,50		
Upstream Constructors International Fzco SRO	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	600.000	Saibos C. Marit. Lda Soci terzi	50,00 50,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Bormida 2005 Scarl	Cesena	EUR	10.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	45,00 55,00		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	San Donato Milanese	EUR	51.645,690	Snamprogetti SpA Saipem SpA Soci terzi	40,00 12,00 48,00		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	San Donato Milanese	EUR	51.645,690	Snamprogetti SpA Saipem SpA Soci terzi	50,10 0,26 49,64		P.N.
Consorzio Controlli Integrati in Agricoltura (in liquidazione)	Roma	EUR	51.645,690	Snamprogetti SpA Soci terzi	22,50 77,50		P.N.
Consorzio Snamprogetti Abb Lg Chemicals	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Consorzio Snamprogetti - Foster Wheeler Energy (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	10.329,140	Snamprogetti SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Consorzio Tragaz	San Donato Milanese	EUR	51.645,690	Snamprogetti SpA Nuovo Pignone H. SpA	50,00 50,00		P.N.
Consorzio UMA (in liquidazione)	Napoli	EUR	17.557	Snamprogetti SpA Soci terzi	23,53 76,47		P.N.
I.T.A. - Consorzio Italiano per il Telerilevamento dell'Ambiente e dell'Agricoltura (ex ITA - Consorzio Italiano per il Telerilevamento in Agricoltura)	Roma	EUR	12.394,950	Snamprogetti SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Snamprotechint Italia Srl (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	10.400	Snamprogetti SpA Soci terzi	51,00 49,00		P.N.
SP - Tkp Fertilizer Srl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
TSKJ Italia Srl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Bonny Project Management Co Ltd	Greenford (Regno Unito)	GBP	1.000	LNG - Serv. Ge. Proj. Lda	100,00		
Charville - Consiltores e Serviços, Lda	Funchal - Madeira (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
CMS&A WII	Doha (Qatar)	QAR	500.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	Caracas (Venezuela)	VEB	9.667.827.216	Snamprog. Netherl. BV Fertiliz. N. Orien. SA Soci terzi	19,99 (..) 80,00		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA	Caracas (Venezuela)	VEB	286.549	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Venezuela CEC	Caracas (Venezuela)	VEB	12.285.875.000	Fertiliz. N. Orien. SA Soci terzi	99,99 0,01		
Fertilizantes Nitrogenados de Venezuela Srl	Caracas (Venezuela)	VEB	286.550	Fertiliz. N. Orien. SA	100,00		
Haldor Topsøe AS	Lyngby (Danimarca)	DKK	55.000.000	Snamprog. M. Serv. SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Haldor Topsøe Inc USA	Houston (USA)	USD	5.000.000	Haldor Topsøe AS	100,00		
Haldor Topsøe Int. AS	Lyngby (Danimarca)	DKK	500.000	Haldor Topsøe AS	100,00		
Kellogg Brown & Root - Snamprogetti Ltd	Leatherhead (Regno Unito)	GBP	32.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
LNG - Serviços e Gestao de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Mangrove Gas Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
RPCO Enterprises Ltd	Nicosia (Cipro)	CYP	10.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Southern Gas Constructors Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	10.000.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Spf - Tkp Omifpro Snc	Parigi (Francia)	EUR	50.000	Snamprogetti France Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Topsøe Fuel Cell AS	Lyngby (Danimarca)	DKK	15.000.000	Haldor Topsøe AS	100,00		
TSKJ-II Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	TSKJ - Serviços Lda	100,00		
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
TSKJ - Us Llc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Snamprogetti USA Inc Soci terzi	25,00 75,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Cengio Sviluppo ScpA	Genova	EUR	100.000	Syndial SpA Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Consorzio Cosmes (in liquidazione)	Città della Ricerca	EUR	51.645,690	Syndial SpA Soci terzi	48,50 51,50		P.N.
Consorzio Gas Scanno	Giulianova	EUR	10.845,600	Syndial SpA Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
Consorzio Industriale Nazionale Superconduttori CINS (in liquidazione)	Roma	EUR	51.645,700	Syndial SpA Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Consorzio Palazzo Ducale (in liquidazione)	Genova	EUR	1.549.370,700	Syndial SpA Soci terzi	32,00 68,00		P.N.
Consorzio Prometeo (in liquidazione)	Roma	EUR	154.500	Syndial SpA Soci terzi	26,60 73,40		P.N.
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FIL.TE.N.I. SpA (in liquidazione)	Ferrandina	EUR	4.644.000	Syndial SpA Soci terzi	59,55 ^(a) 40,45		P.N.
Gela Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Gela	EUR	516.000	Syndial SpA Soci terzi	38,00 62,00		P.N.
Ifm Ferrara Scarl	Ferrara	EUR	3.600.000	Polimeri Europa SpA Syndial SpA S.E.F. Srl Ambiente SpA Soci terzi	18,15 13,98 13,96 2,92 50,99		P.N.
Jacorossi SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	4.020.806,160	Syndial SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Manfredonia Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Foggia	EUR	255.000	Syndial SpA Soci terzi	32,26 67,74		P.N.
Nuova Scaini SpA (in liquidazione)	Torino	EUR	9.546.000	Syndial SpA Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Ottana Sviluppo ScpA	Nuoro	EUR	516.000	Syndial SpA Soci terzi	30,00 70,00		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Venezia	EUR	8.751.500	Syndial SpA Polimeri Europa SpA Soci terzi	29,57 28,63 41,80		P.N.
So.ri.s. SpA - Società di Rigenerazione Sludges	Serravalle Scrivia	EUR	2.840.475	Ambiente SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl	Venezia	EUR	12.411.876	Syndial SpA Eni SpA Soci terzi	18,35 2,82 78,83		P.N.
Venezia Tecnologie SpA	Venezia	EUR	150.000	EniTecnologie SpA Soci terzi	33,33 66,67		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

(a) Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria: Syndial SpA 48,00
Soci terzi 52,00

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Pacific Solar Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	105.027.272	EniTecnologie SpA Soci terzi	22,77 77,23		P.N.
Serdis Ltd (in liquidazione)	Nicosia (Cipro)	CYP	25.000	Syndial SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Tecninco Engineering Contractors - Ltd Liability Partnership	Aksai (Kazakhstan)	KZT	10.100.000	Tecnomare SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

Exploration & Production

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas Inc Soci terzi	17,50 82,50
Norsea Pipeline Ltd	Woking, Surrey (Regno Unito)	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci terzi	10,32 89,68
Point Fortin Lng Exports Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	USD	10.000	Eni T & T Ltd Soci terzi	17,31 82,69
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci terzi	12,50 87,50

Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Agenzia Napoletana per l'Energia e per l'Ambiente	Napoli	EUR	472.558,060	Napol Gas SpA Soci terzi	11,48 88,52
Api Energy Srl	Milano	EUR	50.000	EniPower SpA Soci terzi	12,50 87,50
Insula SpA	Venezia	EUR	2.064.000	Italgas SpA Soci terzi	12,00 88,00
Pubblitecnica SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	836.500	Italgas SpA Soci terzi	13,29 86,71

ALL'ESTERO

Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci terzi	17,00 83,00
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	AUD	1.613.131.532	LNG Australia BV Soci terzi	12,04 87,96
Lusitaniagas - Companhia de Gas do Centro SA	Aveiro (Portogallo)	EUR	20.500.000	Eni SpA Soci terzi	10,59 89,41
Nigeria LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	USD	790.927.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci terzi	10,40 89,60
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	EUR	1.533.000	Eni G & P GmbH Soci terzi	13,04 86,96

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA ^(*)	Roma	EUR	360.000.000	Eni SpA Soci terzi	72,48 27,52

ALL'ESTERO

Bfs Berlin Fuelling Services GbR	Berlino (Germania)	EUR	478.614	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	20,00 80,00
Ceska Rafinerska AS	Litvinov (Repubblica Ceca)	CZK	9.348.240.000	Eni International BV Soci terzi	16,33 83,67
Compania de Economia Mixta "Austrogas" (ex Austrogas Ceh)	Cuenca (Ecuador)	USD	1.021.532,520	Agip Ecuador SA Soci terzi	13,31 86,69
Dépot Pétrolier de Fos SA	Fos sur Mer (Francia)	EUR	3.954.489	Agip Française SA Soci terzi	16,81 83,19
GIE Groupement Pétrolier de la Côte d'Azur Ltd	Puteaux (Francia)	EUR	7.500	Agip Française SA Soci terzi	18,00 82,00
Hydranten-Betriebs-Gesellschaft, Flughafen Frankfurt/Main GbR	Francoforte sul Meno (Germania)	EUR	29.338.156	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	11,11 88,89
Lobee JV (in liquidazione)	Addis Abeba (Etiopia)	ETB	13.672.000	Eni International BV Soci terzi	12,25 87,75
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) Gesellschaftsbuergerlichen Rechts	Berlino (Germania)	EUR	959.332	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	12,50 87,50
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	USD	4.298.000	Eni International BV Soci terzi	11,98 88,02
Turbo Fuel Service Berlin GbR	Amburgo (Germania)	EUR	843.080	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	12,50 87,50

(*) La società è sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della legge n. 95 del 3 aprile 1979.

Ingegneria

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio Acquedotto Albania-Italia	Roma	EUR	619.743	Snamprogetti SpA Soci terzi	18,08 81,92

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio Venezia Ricerche	Venezia	EUR	453.238	Syndial SpA Soci terzi	14,88 85,12
Promin ScpA - Società per lo Sviluppo Industriale del Nord Sardegna	Sassari	EUR	516.000	Syndial SpA Soci terzi	15,00 85,00
Sulcis Iglesiente Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Cagliari	EUR	516.000	Syndial SpA Soci terzi	15,00 85,00
Thetis - Polo delle Tecnologie del Mare (in liquidazione)	Venezia	EUR	74.886,048	Tecnomare SpA Soci terzi	16,67 83,33

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATE NEL SEMESTRE

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 9)

Denominazione	Sede	Settore	Causale
Eni Bulungan BV	Amsterdam	Exploration & Production	Rilevanza
Eni Energy Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Rilevanza
Eni Gas & Power GmbH	Francoforte sul Meno	Gas & Power	Rilevanza
Eni MHH Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Rilevanza
Eni Middle East BV	Amsterdam	Exploration & Production	Rilevanza
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Rilevanza
Eni Resources Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Rilevanza
Eni Russia BV	Amsterdam	Exploration & Production	Rilevanza
Eni UFL Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Rilevanza

IMPRESE ESCLUSE (N. 90) (*)

Acquedotto di Savona SpA	Savona	Gas & Power	Cessione a terzi
Acquedotto Vesuviano SpA	Ercolano	Gas & Power	Cessione a terzi
Agip Bratislava Sro	Bratislava	Refining & Marketing	Fusione
Boscongo SA	Pointe Noire	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Bos Investment Ltd	Londra	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Bos Italia Srl	Milano	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Bos - UIE Ltd	Londra	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Camom Gesellschaft fur Instandhaltung und Montagen GmbH	Francoforte sul Meno	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Camom SA	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Camom Turbines Services SA	Nangis	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Consorzio Saipem Energy International - Tecnomare	San Giuliano Milanese	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Delong Hersent - Estudos, Construções Marítimas e Participações, Unipessoal Lda	Funchal	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Energy Maintenance Services SpA	San Donato Milanese	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Eni AOG Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Irrilevanza
Eni AUL Ltd	New York	Exploration & Production	Estinzione
Eni BBI Ltd	Londra	Exploration & Production	Irrilevanza
Eni BB Ltd	Londra	Exploration & Production	Irrilevanza
Eni BB Pipeline LLC	Wilmington	Exploration & Production	Cessione a terzi
Eni Forties Ltd	Londra	Exploration & Production	Irrilevanza
Eni Liverpool Bay Ltd	Londra	Exploration & Production	Irrilevanza
Eni Malagot Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Estinzione
Eni Morocco BV	Amsterdam	Exploration & Production	Irrilevanza
Eni Oil US LLC	Wilmington	Exploration & Production	Estinzione
Eni Trinidad and Tobago Exploration BV	Amsterdam	Exploration & Production	Irrilevanza
Entreprise Nouvelle Marcellin SA	Marsiglia	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Er Sai Caspian Contractor LLC	Almaty	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
European Marine Contractors Ltd	Londra	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
European Marine Investments Ltd	Londra	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
European Maritime Commerce BV	Amsterdam	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS

(*) In applicazione degli IFRS sono state escluse dall'area di consolidamento, generalmente, le imprese nelle quali l'Eni dispone di voti sufficienti a esercitare di fatto, ma non di diritto, un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria (imprese controllate a norma dell'art. 2359, comma 1, n. 2 del codice civile).

Denominazione	Sede	Settore	Causale
Global Petroprojects Services AG	Zurigo	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad, Mumbai	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Hazira Marine Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad, Mumbai	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Intermare Sarda SpA	Tortoli	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Katran-K LLC	Krasnodar	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Lasmo Oil Development (Canada) Ltd	Toronto	Exploration & Production	Irrilevanza
Lasmo (UPET) Inc	Alberta	Exploration & Production	Estinzione
Moss Arctic Offshore AS	Lysaker	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Moss Maritime AS	Lysaker	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Moss Maritime Inc	Houston	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Moss Offshore AS	Lysaker	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Nigerian Services & Supply Co Ltd	Lagos	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Petrex SA	Iquitos	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Petromar Lda	Luanda	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Polimeri Europa Distribution SA	Manno	Petrochimica	Irrilevanza
Polimeri Europa France Snc	Mardyck	Petrochimica	Fusione
PT Sofresid Engineering	Jakarta	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
PT Saipem Indonesia	Jakarta	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saibos Construções Marítimas Lda	Funchal	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saibos Fze	Dubai	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saibos SAS	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipem America Inc	Wilmington	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipem Asia Sdn Bhd	Kuala Lumpur	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipem Contracting Algeria SpA	Hassi Messaoud	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipem do Brasil Serviços de Petróleo Ltda	Rio de Janeiro	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipem Energy International SpA	San Donato Milanese	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipem FPSO SpA	San Donato Milanese	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipem Holding France SAS	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipem Inc	Houston	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipem India Project Services Ltd	Chennai	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipem International BV	Amsterdam	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipem Luxembourg SA	Lussemburgo	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd	Kuala Lumpur	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipem Mediteran Usluge doo	Rijeka	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipem - Perfurações e Construções Petrolíferas America do Sul Lda	Funchal	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	Funchal	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS Sociedade Unipessoal SA	Funchal	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipem SA	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipem Services SA	Bruxelles	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipem SpA	San Donato Milanese	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipem UK Ltd	New Malden	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
SAIR Construções Mecânicas de Estruturas Marítimas Lda	Funchal	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS

Denominazione	Sede	Settore	Causale
SAS Port de Tanger	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al Khobar	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
SB Construction and Maritime Services BV	Amsterdam	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Secab Niugini Ltd	Port Moresby	Exploration & Production	Irrilevanza
Services et Equipements Gaziers et Petroliers SA	Donges	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Slim Sicilia - Società Lavori Impianti Metano Sicilia SpA	Siracusa	Gas & Power	Fusione
Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili	Torino	Gas & Power	Cessione a terzi
Société de Construction d'Oleoducs Snc	Donges	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Société Nouvelle Technigaz SA	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Sofresid Engineering SA	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Sofresid SA	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Sonsub AS	Randeborg	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Sonsub International Pty Ltd	Sydney	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Sonsub Ltd	Aberdeen	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Star Gulf Free Zone Co	Dubai	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Tbe Ltd	Damietta	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS

Imprese consolidate con il metodo proporzionale

IMPRESE ESCLUSE (N. 29) (*)

Denominazione	Sede	Settore	Causale
ASG Scarl	San Donato Milanese	Ingegneria	Applicazione IFRS
BOS Shelf Ltd Society	Baku	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	San Donato Milanese	Ingegneria	Applicazione IFRS
CMS & A WII	Doha	Ingegneria	Applicazione IFRS
Consorzio Snamprogetti Abb Lg Chemicals	San Donato Milanese	Ingegneria	Applicazione IFRS
Dalia Floater Angola Snc	Courbevoie	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Enstar Petroleum Ltd	Calgary	Exploration & Production	Applicazione IFRS
FPSO Firenze Produção de Petróleo Lda	Funchal	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd	Lagos	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
FPSO Mystras - Produção de Petróleo Lda	Funchal	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Guangdong Contractor Snc	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Lipardiz - Construção de Estruturas Maritimas Lda	Funchal	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Modena Scarl	San Donato Milanese	Ingegneria	Applicazione IFRS
Offshore Design Engineering Ltd	Kingston upon Thames	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Rodano Consortile Scarl	San Donato Milanese	Ingegneria	Applicazione IFRS
RPCO Enterprises Ltd	Nicosia	Ingegneria	Applicazione IFRS
Saibos Akogep Snc	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipar Drilling Co BV	Amsterdam	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Saipem Aban Drilling Co Private Ltd	Chennai	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Servicios de Construciones Caucedo SA	Santo Domingo	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA	Tunisi	Exploration & Production	Applicazione IFRS
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée	Anjra	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Spf - Tkp Omifpro Snc	Parigi	Ingegneria	Applicazione IFRS
SP - Tkp Fertilizer Srl	San Donato Milanese	Ingegneria	Applicazione IFRS
Starstroi Llc	Krasnodar	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Stts Snc	Montigny le Bretonneux	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Tss Dalia Snc	Courbevoie	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS
Unimar Llc	Houston	Exploration & Production	Applicazione IFRS
Upstream Constructors International Fzco SRO	Dubai	Costruzioni e perforazioni	Applicazione IFRS

(*) In applicazione del principio IFRS di omogenea applicazione dei criteri di valutazione a fattispecie analoghe, sono state escluse dall'area di consolidamento le imprese a controllo congiunto.



Società per Azioni

Sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale:

€ 4.005.358.876 interamente versato

Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588

Sedi secondarie:

San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1

San Donato Milanese (MI) - Piazza Ezio Vanoni, 1

Ufficio rapporti con gli investitori

Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)

Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929

e-mail: investor.relations@eni.it

Pubblicazioni

Bilancio redatto ai sensi del D.Lgs. 9 aprile 1991, n. 127

Annual Report

Annual Report on Form 20-F

redatto per il deposito presso la Securities and Exchange Commission

Rapporto Salute, Sicurezza, Ambiente (in italiano e in inglese)

Fact Book (in italiano e in inglese)

Relazione trimestrale al 31 marzo, al 30 giugno e al 30 settembre

(in italiano e in inglese)

Relazione semestrale al 30 giugno

redatta ai sensi dell'art. 2428 del codice civile

Report on the First Half

Sito internet: www.eni.it

Centralino: +39-0659821

Numero verde: 800940924

Casella e-mail: segreteria@societaria.azionisti@eni.it

ADRs/Depository

Morgan Guaranty Trust Company of New York

ADR Department

60 Wall Street (36th Floor)

New York, New York 10260

Tel. 212-648-3164

ADRs/Transfer agent

Morgan ADR Service Center

2 Heritage Drive

North Quincy, MA 02171

Tel. 617-575-4328

Progetto grafico: Fausta Orecchio/Orecchio acerbo

Illustrazione di copertina: Lorenzo Mattotti

Impaginazione e supervisione: Studio Joly Srl - Roma

Stampa: Ugo Quintily SpA - Roma

Stampato su carta ecologica: Fedrigoni Symbol Freelifa Satin e Freelifa Vellum



Società per Azioni • Piazzale Enrico Mattei 1 - 00144 Roma • Tel +39.0659821 • Fax +39.0659822141 • www.eni.it

