71996 500

Informazioni supplementari di bilancio richieste dagli U.S. GAAP e dalla SEC

Oneri relativi allo smantellamento e ripristino siti (SFAS 143)

Le variazioni relative alla passività per abbandono delle attività materiali sono le seguenti:

(milioni di euro)	2004	2005	2000
Fondo smantellamento e ripristino siti al 1º gennaio			2006
	1.950	1.959	2.646
Incremento per nuove obbligazioni	193	311	12
Oneri operativi	80	106	112
Revisione delle stime precedenti	40	277	1.229
Utilizzo a fronte oneri	(32)	(107)	
Decremento per cessione di attività materiali		(107)	(112)
Differenze di cambio da conversione	(234)		
	(36)	110	(101)
Altre variazioni	(2)	(10)	(16)
Fondo smantellamento e ripristino siti al 31 dicembre	1.959	2.646	3.770
			3.7.10

Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP

Le seguenti informazioni sono presentate in applicazione dello Statement of Financial Accounting Standards n. 109 "Accounting for Income Taxes".

L'utile prima delle imposte si analizza come segue:

(milioni di euro)	2004	2005	2006
Italia	5.468	4.727	6.190
Estero	6.856	11.554	14.594
	12.324	16.281	20.784

Le imposte sul reddito sono le seguenti:

(milioni di euro)	2004	1	2005	2006
Correnti Differite	4.470	/.:/	(217/	₹ 9 (130
Unleite	1.112	(* 18	11/6	0.54
	5.582	13	8./33	19484

La riconciliazione tra le imposte calcolate applicando l'aliquota teorica italiana, determinata applicando l'aliquota del 33 (Ires) all'utile prima delle imposte e del 4,25% (Irap) al valore netto della produzione, come previsto dalla normaliva italiana del imposte risultanti dall'applicazione degli U.S. GAAP è la seguente:

(milioni di euro)	/	/ .	
Utile prima delle imposte secondo gli U.S. GAAP	2004	2005	2006
	12.324 /	16.281	20.784
Aliquota fiscale teorica (%)	38,3	37,9	37,6
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP calcolate applicando l'aliquota fiscale teorica	4.714	6.176	7.812
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota fiscale teorica:		0.170	7.012
- maggiore (minore) incidenza fiscale delle imprese estere	835	1.946	2,770
- imposte sulle riserve distribuibili	446	252	
- differenze permanenti	(143)		11
- rivalutazione di imposte anticipate	<u>`</u>	131	(75)
- beneficio derivante da norme tributarie agevolative	(218)	(52)	(20)
- altre motivazioni	(8)	(11)	(14)
- dice motivazioni	(44)	(109)	
	5.582	8.333	10.484

PASSIVITÀ NETTE PER IMPOSTE DIFFERITE

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

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti eccedenti	6.006	6.932
riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	3.212	3.223
costi per smantellamento e ripristino siti	376	724
rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	690	522
differenza rispetto al patrimonio netto contabile su acquisti di partecipazioni consolidate	485	431
interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	245	232
svalutazioni eccedenti di crediti	84	85
fondo per rischi e oneri eccedenti	50	47
plusvalenze a tassazione differita	34	23
altre	775	805
	11.957	13.024
mposte sul reddito anticipate:		
accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.949)	(2.555
rivalutazione dei beni a norma delle leggi n. 342/2000 e n. 448/2001	(1.186)	(1.028
ammortamenti non deducibili	(904)	(749)
perdite fiscali portate a nuovo	(510)	(337)
syalutazioni di attività e rimanenze non deducibili	(135)	(120
oneri su partecipazioni non deducibili	(237)	(67
altre	(1.062)	(927)
	(5.983)	(5.783)
dedurre:		
svalutazione delle imposte sul reddito anticipate	549	376
	(5.434)	(5.407)
Passività nette per imposte differite	6.523	7.617

La svalutazione delle imposte sul reddito anticipate di 376 milioni di euro (549 milioni di euro al 31 dicembre 2005) riguarda le perdite fiscali che si ritiene di non poter utilizzare a fronte di utili futuri e le differenze temporanee attive che si ritiene di non poter recuperare.

PERDITE FISCALI

Le perdite fiscali potenzialmente utilizzabili sono le stesse di quelle indicate ai fini IFRS (nota n. 22 – Passività per imposte differite) salvo quelle relative alle imprese escluse dall'area di consolidamento U.S. GAAP.

Partecipazioni

Al 31 dicembre 2005 e 2006, il valore delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto rispettivamente di 4.589 e di 4.305 milioni di euro comprende la Saipem SpA che è quotata nella Borsa italiana. Di seguito è riportato il valore di mercato.

	umero di azioni Eni	Equity ratio (%)	rezzo delle azioni :uro)	Valore di mercato (milioni di euro)
	<u>Z</u>	<u>කු</u> සු		<u> </u>
31 dicembre 2005				
Saipem SpA	189.423.307	43,26	13,79	2.613
31 dicembre 2006				
Saipem SpA	189.423.307	43,54	19,71	3.734

Nel 2004, nel 2005 e nel 2006 la Saipem SpA è inclusa nell'area di consolidamento ai fini del bilancio IFRS ed è valutata con il metodo del patrimonio netto ai fini U.S. GAAP. Di seguito sono riportate alcune informazioni di bilancio relative a Saipem SpA e sue controllate. Le informazioni sono riportate al 100% e non in quota Eni e, nell'esercizio 2006, comprendono anche la

SnamProgetti SpA che è stata acquistata da Saipem nel corso del 2006 (v. nota 36 – Adeguamento del bilancio consolidato di Eni ai principi contabili generalmente accettati negli USA (U.S. GAAP) – punto A) Definizione dell'area di consolidamento). I dati di seguito indicati sono riferiti al bilancio consolidato Saipem.

(milioni di euro)		31.12.2005	31.12.2006
Totale attivo		5.968	9.531
- corrente		3.101	5.087
- non corrente		2.867	3.444
Totale passivo		4.325	7.946
- corrente		3.633	6.664
- non corrente		692	1.282
(milioni di euro)	2004	2005	2006
Ricavi	4.306	4.528	7.517
Risultato operativo	328	365	599
Utile netto	235	255	384

Concentrazioni e stime significative

Le seguenti informazioni sono presentate sulla base delle previsioni dello Statement of Position 94 - 6 Disclosure of Certain Significant Risks and Uncertainties.

NATURA DELLE OPERAZIONI

Eni è una società energetica integrata; opera nelle attività del petrolio e del gas naturale, della generazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e costruzioni.

EXPLORATION & PRODUCTION: attraverso la Divisione Exploration & Production e le società controllate operanti nel settore, Eni svolge attività di ricerca e produzione di idrocarburi in Italia, Africa Settentrionale (Algeria, Egitto, Libia e Tunisia), Africa Occidentale (Angola, Congo, Nigeria), Mare del Nord (Norvegia e Regno Unito), America Latina (Venezuela), nei territori dell'ex Unione Sovietica (principalmente Kazakhstan), negli USA (nel Golfo del Messico e in Alaska) e in Asia (principalmente in Arabia Saudita, Cina, India, Iran, Indonesia e Pakistan). Il 68% della produzione venduta di petrolio e condensati è destinato al settore Refining & Marketing di Eni e il 40% della produzione venduta di gas naturale è destinato al settore Gas & Power di Eni. Eni dispone di un sistema di stoccaggio costituito da otto giacimenti semiesauriti di gas utilizzati per la modulazione dell'offerta in fronte delle escursioni stagionali della domanda (il gas naturale viene stoccato durante l'estate e utilizzato durante l'invento), per la sicurezza delle forniture quale la riserva strategica e per il supporto alla produzione nazionale tramite la stoccaggio minetario. Gli asset di stoccaggio sono di proprietà della Stoccaggi Gas Italia (100% Eni), costituita in attuazione del D.l.gs. 164/2000 di liberalizzazione del mercato italiano del gas.

GAS & POWER: Eni opera nel settore dell'approvvigionamento, trasporto e vendita di gas naturale in Italia e all'estero attraverso la Divisione Gas & Power, nata dall'incorporazione nel 2002 della Snam SpA in Eni SpA, e le società controllate operanti nel settore. Il 92% del fabbisogno totale di gas naturale è acquistato all'estero (Algeria, Russia, Paesi Bassi e Norvegia) in base a contratti di lungo termine contenenti clausole di *take-or-pay* e trasportato in Italia attraverso una rete internazionale di gasdotti dello sviluppo di oltre 4.300 chilometri nella quale Eni detiene diritti di trasporto. La parte restante degli approvvigionamenti di gas naturale è costituito, pressoché esclusivamente, da gas di produzione nazionale proveniente dal settore Exploration & Production di Eni. Eni attraverso una rete di gasdotti in Italia lunga circa 30.800 chilometri (pari a circa il 96% della Rete Nazionale di Gasdotti) fornisce gas naturale alle aziende di distribuzione locale di gas (mercato civile), all'industria e al settore termoelettrico. La rete di gasdotti utilizzata da Eni in Italia è di proprietà della controllata Snam Rete Gas (quota Eni 53,39%), società quotata presso la Borsa italiana, che svolge attività di trasporto di gas naturale anche per conto di altri operatori del settore e che è stata costituita in attuazione delle norme contenute nel D.Lgs. 164/2000 di liberalizzazione del mercato italiano del gas. Eni gestisce direttamente circa 5 milioni di clienti del mercato civile e della piccola industria in Italia. Attraverso Italgas (Eni 100%), Eni è attiva nella distribuzione del gas naturale in Italia mediante una rete dello sviluppo di circa 48 mila chilometri. Eni opera nella distribuzione e vendita al dettaglio di gas naturale all'estero in Argentina attraverso la Distribuidora de Gas Cuyana,

in Ungheria attraverso la Tigaz e in Slovenia attraverso l'Adriaplin. Il D.Lgs. 164/2000 ha dettato le norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un forte impatto sull'operatività di Eni che è presente in tutte le attività della catena gas. Gli aspetti salienti del decreto sono i seguenti:

- l'apertura totale del mercato dal 2003;

- l'imposizione, fino al 31 dicembre 2010, di limiti dimensionali agli operatori commisurati a una quota percentuale dei consumi nazionali di gas naturale fissata rispettivamente: (i) nel 75%, a decorrere dal 1° gennaio 2002, per le immissioni nella rete nazionale di gasdotti di gas naturale d'importazione o di produzione nazionale destinato alla vendita; tale percentuale si riduce di 2 punti percentuali in ciascun anno successivo al 2002, fino a raggiungere il 61% nel 2009; (ii) nel 50%, a decorrere dal 1° gennaio 2003, per le vendite ai clienti finali. Le suddette percentuali sono calcolate al netto della quota di autoconsumi e, per le vendite, anche delle perdite di sistema. Nel 2006 la presenza Eni in Italia è risultata entro i detti limiti;
- la determinazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle tariffe per il trasporto, lo stoccaggio, l'utilizzo dei terminali di GNL e la distribuzione;
- l'obbligo di consentire l'accesso dei terzi al sistema di trasporto di gas naturale secondo un regime regolato. Eni, attraverso EniPower SpA (Eni 100%), è responsabile dello sviluppo del business elettrico e possiede le centrali elettriche situate presso i siti Eni di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi e Ferrara con una potenza installata a fine esercizio di 4,5 gigawatt e una produzione venduta di 24,82 terawattora nel 2006. Il fabbisogno di gas e olio combustibile delle centrali di EniPower è acquistato internamente.

REFINING & MARKETING: Eni svolge attività di raffinazione e distribuzione di prodotti petroliferi principalmente in Italia e in Europa attraverso la Divisione Refining & Marketing, nata dall'incorporazione nel 2002 dell'AgipPetroli SpA in Eni SpA, e le società controllate operanti nel settore. Eni è il maggiore operatore in Italia in termini di capacità complessiva di raffinazione. Il petrolio approvvigionato è acquistato per circa il 56% dal settore Exploration & Production di Eni e per la parte residua dai paesi produttori con contratti a termine (28%) e sul mercato spot (16%). Circa il 58% del petrolio approvvigionato è destinato alla lavorazione. Il 35,9% del petrolio lavorato è di produzione del settore Exploration & Production di Eni.

PETROLCHIMICA: attraverso la Polimeri Europa SpA e le società controllate operanti nel settore (Eni 100%), Eni opera nei business olefine, aromatici, intermedi, stirenici, polietilene ed elastomeri. Le attività produttive sono concentrate in Italia, con ulteriori attività soprattutto in Europa Occidentale. Il 23% del fabbisogno di materie prime petrolifere utilizzate dagli impianti petrolchimici è fornito dal settore Refining & Marketing di Eni.

INGEGNERIA E COSTRUZIONI: attraverso la Saipem SpA (quota Eni 43%), società quotata presso la Borsa italiana, e le controllate operanti nel settore, Eni opera nel settore dei servizi di costruzione e di perforazione per l'industria petrolifera, nonché nel campo della fornitura di servizi di ingegneria e project management per l'industria petrolifera e petrolchimica. Il 20% del portafoglio ordini al 31 dicembre 2006 riguarda lavori commissionati da Eni.

Costi esplorativi sospesi

A partire dal 1° gennaio 2005, l'Eni ha adottato la Position FAS 19-1 "Accounting for Suspended Well Costs" (FSP 19-1), che modifica lo Statement of Financial Accounting Standards No. 19 (FAS 19) "Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies". A seguito dell'adozione del FSP 19-1, i costi di perforazione esplorativa sono temporaneamente capitalizzati in attesa di determinare la certezza delle riserve del pozzo, a condizione che: (a) sia stato individuato un volume di riserve tale da giustificare il completamento del pozzo ai fini dell'avvio dell'attività di produzione; (b) l'impresa dimostri di progredire nella valutazione delle riserve e nella fattibilità economica e tecnica del progetto. Qualora entrambe le condizioni non sono verificate o le informazioni in possesso dell'impresa fanno emergere ragionevoli dubbi sulla sussistenza delle condizioni economiche e tecniche per la fattibilità del progetto, i costi sostenuti sono svalutati integralmente e imputati a conto economico al netto di eventuali valori di realizzo. Il FSP 19-1 fornisce una serie di indicatori per dimostrare un sufficiente progresso nella valutazione delle riserve e nella fattibilità economica e tecnica del progetto, tra i quali: (i) il sostenimento dei costi per valutare le riserve e il loro potenziale sviluppo; (ii) l'esistenza di contratti (o attive negoziazioni) per la vendita di petrolio e gas naturale; (iii) l'esistenza di piani di sviluppo, tempistiche o impegni contrattuali, che possono includere anche rilevazioni sismografiche e attività di perforazioni di ulteriori pozzi esplorativi. L'ammontare dei costi esplorativi sospesi si analizza come segue:

(milioní di euro)	2005	2006
Costi dei pozzi esplorativi capitalizzati al 1° gennaio	513	551
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe	128	384
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesati nell'esercizio	(96)	(64)
Riclassifica a impianti e macchinari a seguito della determinazione delle riserve certe	(67)	(45)
Cessioni	(1)	(3)
Differenze cambio da conversione	74	(71)
Costi dei pozzi esplorativi capitalizzati al 31 dicembre	551	752

7 1 9 9 6 -504 l pozzi in quota Eni e i costi dei pozzi esplorativi capitalizzati si analizzano per anno di completamento come segue:

		2005		2006
	Milioni di euro	n. di pozzi in quota Eni	Milioni di euro	r. di pozzi in quota Eni
Minore di 1 anno	148	9,35	360	15,54
da 1 a 3 anni	323	24,09	272	13,71
da 3 a 8 anni	80	5,53	120	11,27
	551	38,97	752	40,52

I pozzi in quota Eni e i costi dei pozzi esplorativi capitalizzati si analizzano per tipologia di progetto come segue:

	2005		2	2006	
	Milioni di euro	n. di pozzi in quota Eni	Milloni di euro	n. di pozzi in quota Eni	
Progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	148	9,35	360	15,54	
Progetti con attività esplorativa in corso o pianificata con certezza	344	21,21	307	15,18	
Progetti con attività esplorativa già sottoscritta o programmata:	4			,	
- progetti con perforazione esplorativa in programma	159	9,37	186	9,79	
- altre attività esplorative	185	11,84	121	5,39	
Progetti con attività esplorativa completata:	59	8,41	85	9,80	
- progetti che stanno progredendo verso l'avvio				<u> </u>	
delle attività di commercializzazione/sanction	45	6,22	63	7,00	
- progetti in attesa di finalizzazione delle infrastrutture di sviluppo	14	2,19	22	2,80	
Numero dei pozzi alla fine dell'esercizio	551	38,97	752	40,52	

Nel 2006 sono stati sospesi costi per 752 milioni di euro, di cui 360 relativi a 15,54 pozzi in quota Eni ultimati da mencati un anno. I restanti 392 milioni di euro sono relativi a 24,98 pozzi in quota Eni ultimati da più di un anno, di cui il 78% e associato a progetti con attività esplorativa in corso.

Modifica dei criteri contabili

A partire dal 31 dicembre 2006, Eni applica lo Statement of Financial Accounting Standard n. 158 "Employer's Accounting for Defined Benefit Pension and Other Postretirement Plants - an amendment of FASB Statemets n. 87, 88, 106, and 132 (R)" (SFAS 158) in base al quale il fondo per benefici ai dipendenti rilevato nello stato patrimoniale rappresenta l'intero ammontare della passività attuariale, ossia comprensiva degli utili e delle perdite derivanti da modifiche delle ipotesi attuariali. Gli utili e le perdite attuariali non rilevati a conto economico sono imputati, al netto del relativo effetto fiscale, ad incremento/decremento della riserva di patrimonio netto "Altre componenti dell'utile complessivo". Negli esercizi successivi, gli utili e le perdite attuariali "sospesi" nella riserva di patrimonio netto sono imputati a conto economico secondo il metodo del corridoio.

Gli effetti dell'applicazione dello SFAS 158 si analizzano come segue:

(milioni di euro)	
Perdite attuariali nette al 31 dicembre 2005	128
Perdite attuariali imputate a conto economico nel 2006	(28)
Variazione perdite attuariali nette	(65)
Variazione dell'area di consolidamento	(3)
Perdite attuariali nette al 31 dicembre 2006	32

Le perdite attuariali che saranno imputate a conto economico nel 2007 ammontano a 3 milioni di euro.

Principi contabili di recente emanazione

Nel giugno 2006 il FASB ha emanato l'Interpretazione n. 48 "Accounting for uncertainty in income taxes" (FIN 48) che definisce i criteri per la rilevazione e valutazione dei benefici fiscali dell'impresa (cd "posizioni fiscali") che presentano gradi di incertezza in merito alla loro effettiva realizzazione. In particolare, le disposizioni della FIN 48 stabiliscono la rilevazione in bilancio degli effetti positivi delle posizioni fiscali individuate esclusivamente nei casi in cui la loro effettiva realizzazione è considerata "più probabile che non". Il valore del beneficio fiscale iscrivibile in bilancio corrisponde al maggiore ammontare che si prevede di realizzare con una probabilità cumulata superiore al 50%. Le eventuali differenze tra la posizione fiscale assunta in sede di dichiarazione dei redditi e l'ammontare rilevato in bilancio rappresentano passività da rilevare in bilancio. L'applicazione delle disposizioni è chiesta a partire dall'esercizio 2007.

Nel settembre 2006 il FASB ha emanato lo Statement of Financial Accounting Standard n. 157 "Fair value measurement" (SFAS 157). Lo SFAS 157 stabilisce i principi di riferimento da adottare nei casi in cui gli U.S. GAAP prevedano la valutazione di attività e passività al fair value. Secondo lo SFAS 157, il fair value è determinato privilegiando le assunzioni utilizzate dagli operatori di mercato piuttosto che quelle interne dell'impresa. L'utilizzo di assunzioni interne è ammesso esclusivamente nel caso in cui non esistano informazioni agevolmente reperibili sul mercato; pertanto in loro presenza l'impresa adegua le assunzioni interne a quelle di mercato. Lo SFAS 157 definisce una "gerarchia" di fair value, articolata su tre livelli, basata sulle caratteristiche degli input utilizzati in sede di determinazione del valore. L'applicazione delle disposizioni è chiesta a partire dall'esercizio 2008.

Nel febbraio 2007 il FASB ha emanato lo Statement of Financial Accounting Standard n. 159 "The Fair Value Option for Financial Assets and Financial Liabilities including an amendment of FASB Statement n. 115" (SFAS 159). Lo SFAS 159, al fine di consentire una valutazione omogenea di attività e passività tra loro collegate, riducendo la volatilità dei risultati economici, prevede la facoltà di valutare alcuni strumenti, finanziari e non, al fair value (cd. fair value option). La decisione di adottare la "fair value option" è irrevocabile. L'applicazione delle disposizioni è chiesta a partire dall'esercizio 2008.

Eni sta analizzando i nuovi principi e allo stato attuale non è in grado di valutare se l'adozione delle nuove disposizioni avrà un impatto significativo sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico del Gruppo secondo gli U.S. GAAP.

Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni sono presentate in accordo con lo Statement of Financial Accounting Standards n. 69 "Disclosures about Oil and Gas Producing Activities". Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

COSTI CAPITALIZZATI

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

	ile I	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in joint venture	are gate (a)
(milioni di euro)	<u>₽</u>	₹.8	돌양	₹3	줆골	₹ ₹,	2.5	e colle Totale
31.12.2005								
Attività relative a riserve certe (a)	9.756	9.321	8.733	8.350	9.463	45.623	435	46.058
Attività relative a riserve probabili e possibili	33	197	134	413	1.265	2.042	55	2.097
Attrezzature di supporto e altre attività	253	1.385	272	33	93	2.036	9	2.045
Immobilizzazioni in corso	657	638	728	221	1.895	4.139	53	4.192
Costi capitalizzati lordi	10.699	11.541	9.867	9.017	12.716	53,840	552	54.392
Fondi ammortamento e svalutazione	(6.888)	(5.113)	(5.193)	(4.519)	(4.697)	(26.510)		
Costi capitalizzati netti	3.811	6.428	4.674	4.398	8.019	27.330	236	27.566
20.72.20			a in a single					
AMO COLORS STORY AND CO.	in Dept.	TARRES O	SV 925 (0.5)		S 30X92 S	721300 E		100
Militur Griece are are experiently greening of	601.0525.3845.32	5-1428-5	29.5	(4. £. €)		10 FA 115 6	(2) (1) (1)	VOV. 340
Aliase de desingua educatione		988	**************************************	0.000				
શ્રીમાલામાં પ્રોજ્યાન છે. જે					S. 4-37.1	- XXXX		
Anstructura etalisa		na zu	0.004×30	78 (18 18 C)	10 FA: (7)	Set Galley		S. (
Azeraly je menero iemo zasyamy jama o o postavao e	Carried Contractor	548620 LE 12	Sec. (92.5)	CONTRACTOR	875-44.FA	(9): (3) (1)	7.031.0	01131200
(4053454))(Alboyalla)(G1)	and differen		N. Francisco	7. 7.3 B	\$ 485E	7.50.15	3.24	27-341

(a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati per pozzi e impianti relativi alle riserve certe.
(b) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari relativi alle società in joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

COSTI SOSTENUTI

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	ttalia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale società	Totale to cleta in Joint Venture	Totale
2004						1		
Costi di ricerca	64	104	71	66	194	499/		499
Costi di sviluppo (a)	431	965	881	391	1.407	4.07\$		4.075
Totale costi sostenuti	495	1.069	952	457	1.601	4.57/4		4.574
2005								
Acquisizioni di riserve certe	19		16		99	134	**	134
Acquisizioni di riserve probabili e possibili	13		44		99	156		156
Costi di ricerca	45	153	75	127	264	664	18	682
Costi di sviluppo (a)	644	960	909	528	1.396	4.437	31	4.468
Totale costi sostenuti	721	1.113	1.044	655	1.858	5.391	49	5.440
$\mathcal{F}(0)$:								
Accountage of the contract of	e e e	10				1/4		262
Accordistration (dispersive probability processing)								
Control of Grand Control of Contr	2. P.H.	220	65 4 6 S	5 174	3054	47575		
Casal advidlepping and an accompany	7 P. 10 P. 10	0800	200993	538	(1216)	VANVG		
iorale costifsostenuceae	7-387		1.466	7/12	1.674	\$1. 3 70	57	6.56

⁽a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati relativi all'abbandono delle attività secondo lo SFAS 143 "Accounting for asset retirement obligations" per 233 milioni di euro nel 2004, 588 milioni di euro nel 2005 e 1.241 milioni di euro nel 2006.

(b) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari relativi alle socità in joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

RISULTATI DELLE ATTIVITÀ DI ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, incluso il servizio per la modulazione dell'offerta di gas a fronte delle escursioni stagionali della domanda, derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e, quindi, non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel paese in cui l'impresa opera all'utile ante imposte derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dal partner a controllo statale in nome e per conto di Eni a valere sulle quota di Profit oil. I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

	talia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale società consolidate	Totale società in joint venture o collombo (6)	Totale
(milioni di euro)	#	₹.	≪0	2-5	2-5	2 2	2.5	کر ر
2004								
Ricavi:								
- vendite a imprese consolidate	2.633	1.868	2.762	2.083	508	9.854		9.854
- vendite a terzi	148	1.364	306	709	2.086	4.613		4.613
Totale ricavi	2.781	3.232	3.068	2.792	2.594	14.467		14.467
Costi operativi	(223)	(292)	(322)	(405)	(289)	(1.531)		(1.531)
Imposte sulla produzione	(118)	(91)	(379)	(13)	(163)	(764)		(764)
Costi di ricerca	(57)	(47)	(71)	(93)	(155)	(423)		(423)
Ammortamenti e svalutazioni (*)	(489)	(437)	(482)	(687)	(849)	(2.944)		(2.944)
Altri (oneri) proventi	(98)	(368)	(216)	97	(208)	(793)		(793)
Effetto dell'attualizzazione (SFAS 143)	(37)	(5)	(17)	(15)	(6)	(80)		(80)
Totale risultato ante imposte delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.759	1.992	1.581	1.676	924	7.932		7.932
Imposte sul risultato	(632)	(994)	(945)	(948)	(305)	(3.824)		(3.824)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.127	998	636	728	619	4.108		4.108
2005								
Ricavi:		····				· ·		
- vendite a imprese consolidate	3.133	2.813	4.252	2.707	828	13.733		13.733
,- vendite a terzi	161	2.579	394	889	2.883	6.906	106	7.012
Totale ricavi	3.294	5.392	4.646	3.596	3.711	20.639	106	20.745
Costi operativi	(261)	(390)	(363)	(417)	(338)	(1.769)	(16)	(1.785)
Imposte sulla produzione	(157)	(98)	(513)	(15)	(207)	(990)	(3)	(993)
Costi di ricerca	(32)	(59)	(38)	(125)	(181)	(435)	(30)	(465)
Ammortamenti e svalutazioni (a)	(512)	(711)	(632)	(710)	(1.007)	(3.572)	(58)	(3.630)
Altri (oneri) proventi	(205)	(400)	(176)	55	(251)	(977)	7	(970)
Effetto dell'attualizzazione (SFAS 143)	(45)	(9)	(15)	(31)	(6)	(106)		(106)
Totale risultato ante imposte delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.082	3.725	2.909	2.353	1.721	12.790	6	12.796
Imposte sul risultato	(762)	(2.197)	(1.818)	(1.386)	(580)	(6.743)	(19)	(6.762)
Totale risultato delle attività di esplorazione				· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·				
e produzione di idrocarburi	1.320	1.528	1.091	967	1.141	6.047	(13)	6.034
2006								
Ricavisa	4.0					0.00	AND THE PERSON OF THE PERSON O	
Vendite a imprese consolidates	3/6014	4.185		3295	973.	\$16871\$\frac{1}{2}		16 871
Vendice a terzi	184		967	983	2.594	7.740	20 tz	7.860
Totale ricava	3:785	7.197	5.784	4.278	3,567	24.611		
Costi operativi	< (249)	(496)	(475);	(481)	(338)	(2.039)	(18)	(2:057)
imposte sulla produzione	(181)	× (95)	(475)		(82)	(833)	(3)	(836)
COSti di ricerca da sala sala sala sala sala sala sala	47(0)	2000	(9(0)	(100)	(197)	(554)	(9)	(563)
Ammortamenti eavalurazioni.	(454)	(869)	(778)	(755)	(1.015)	E(3.871) E	# # (#2)	(3913)
Altistonarianovenia	(949)	(S(69)	(4)959	44	(343)	40.3501	7.1	(1.41)
nferts dell'ambivazione (SFAS 1/43). Totale distiliato anti imposte delle attività	S. (34)	(8/2)	d (12)	(40)	(14)	es (012)-4		(012)
di espiorazione e produzione di lakocarbura	2.510	5.055	3,759	2.946	1.582	15.852		
Imposte sul risultato	(928)	(2.979)	(2:094)	(T821)	(600)	Same meneral property	SEATON CONTRACTOR	15.907
Totale risultato delle attività di espiorazione	(740)		144747	C1.67.17	LOUUF	(8.422)		(8.453)
e produzione di idrocarbuili.	1582	2.076	1,665	1,125	982	7,430	24	7.454

⁽a) Include svalutazioni di attività per 300 milioni di euro nel 2004, 147 milioni di euro nel 2005 e 134 milioni di euro nel 2006.

⁽b) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari relativi alle società in joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

RISERVE DI PETROLIO E GAS NATURALE

Le riserve certe di petrolio e di gas rappresentano le quantità stimate di greggio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato, cioè ai prezzi e costi alla data in cui viene fatta la valutazione. I prezzi tengono conto solo delle variazioni previste dai contratti ma non degli aumenti dovuti a situazioni future. Le riserve certe non comprendono la quota di riserve e le *royalty* di spettanza di terzi.

Le riserve certe sviluppate di petrolio e gas sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti.

Le riserve certe non sviluppate di petrolio e gas sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite nuovi pozzi e infrastrutture su aree non perforate o tramite pozzi esistenti, per i quali sia richiesta una spesa relativamente consistente per la loro messa in produzione.

Le riserve di petrolio e di gas naturale attese attraverso l'iniezione di liquidi o con altre tecniche atte a migliorare il recupero primario sono incluse nelle riserve certe dopo aver verificato, attraverso la produzione o progetti pilota, il buon esito degli interventi effettuati.

Le definizioni utilizzate da Eni per le riserve certe di petrolio e gas rispecchiano le regole specifiche fissate dalla U.S. Securities and Exchange Commission nella Rule 4-10 of Regulation S-X; le riserve certe sono rappresentate in base allo Statement of Financial Accounting Standard n. 69. Le valutazioni relative alle riserve certe, sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2003, 2004, 2005 e 2006 sono basate su dati elaborati da Eni. Dal 1991 Eni fa eseguire a rotazione da società di ingegneri petroliferi indipendenti una valutazione¹³ delle proprie riserve certe di idrocarburi. In particolare nel 2006 sono state oggetto di valutazione riserve certe di complessivi 1,4 miliardi di boe, pari a circa il 21% delle riserve al 31 dicembre 2006. Le risultanze hanno confermato sostanzialmente, come in passato, le valutazioni interne. Nel triennio 2004-2006 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 76% del totale delle riserve certe.

Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 51%, il 48% e il 53% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2004, 2005 e 2006. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di Service e buy-back; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 3%, il 2% e il 2% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2004, 2005 e 2006, Sono incluse nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che (impresana kobbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di ASA. Le riscordi con in base a tale obbligo rappresentano l'1,4%, l'1,7% e l'1,1% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti esperivamente per gli anni 2004, 2005 e 2006; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) i volumi di gas naturale presenti nei campi di stoccaggio di Eni in Italia. Le riserve di gas in questi campi sono costituite dalle riserve residue di giacimiento e dai volume di gas immessi in periodi successivi provenienti da altri campi di proprietà di Eni. Non sono inclusi i volumi di perzi o acquistati di terzi. Il gas prelevato dagli stoccaggi risulta prodotto e quindi dedotto dai volumi delle riserve certe quando venduto. I metodi di valutazione delle riserve certe e di previsione dei tassi futuri di produzione e del tempo di realizzazione degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di aleatorietà. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verificile e della produzione possono richiedere delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni/dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che alla fine saranno effettivamente prodotti.

Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali per area geografica delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2004, 2005 e 2006.

ENI BILANCIO CONSOLIDATO 2006 / NOTE AL BILANCIO

PETROLIO (COMPRESI CONDENSATI E LIQUIDI DI GAS NATURALE)

(milioni di barili)

Riserve certe di petrolio	talia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Riserve società consolidate	Totale società in joint venture e collegate (*)	Totale
Riserve al 31.12.2003	252	1.080	1.038	529	1.239	4.138		4.138
Revisioni di precedenti stime	(1)	(22)	44	12	(18)	15		15
Miglioramenti di recupero		11	48	4		63		63
Estensioni e nuove scoperte	4	20	34	4	144	206		206
Produzione	(30)	(94)	(104)	(74)	(75)	(377)		(377)
Cessioni		(2)	(4)	(25)	(6)	(37)		(37)
Riclassifica dei dati 2004 relativi a società in joint venture e collegate		(26)	(9)		(1)	(36)	36	
Riserve al 31.12.2004	225	967	1.047	450	1.283	3.972	36	4.008
Acquisizioni	2		6		47	55		55
Revisioni di precedenti stime	33	36	(47)	27	(88)	(39)	(9)	(48)
Miglioramenti di recupero		43	29		15	87		87
Estensioni e nuove scoperte		26	14	21	16	77		77
Produzione	(32)	(111)	(113)	(65)	(83)	(404)	(2)	(406)
Riserve al 31.12.2005	228	961	936	433	1.190	3.748	25	3.773
Revisioni di precedenti stime(b)	15	61	(85)	20	53	64	1	65
Miglioramenti di recupero		49	41		14	104	1	105
Estensioni e nuove scoperte		30	11		62	103		103
Produzione	(28)	(119)	(117)	(65)	(61)	(390)	(3)	(393)
Cessioni (c)				(2)	(170)	(172)		(172)
Riserve al 31.12.2006	215	982	786	386	1 .088	3.457	24	3.481

(milioni di barili)

Riserve certe di petrolio	Kalia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Riserve società consolidate	Totale società In joint venture e collegate (*)	Totale
Riserve al 31.12.2003	173	640	560	464	610	2.447		2.447
Riserve al 31.12.2004	174	655	588	386	668	2.471		2.471
Riserve at 31.12.2005	149	697	568	353	564	2.331	19	2.350
Riserve al 31.12.2006	136	713	546	329	402	2.126	18	2.144

⁽a) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari relativi alle società in joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.
(b) Include l'effetto della rideterminazione delle quote di spettanza Eni nella concessione Val d'Agri in Italia.
(c) Include 170 milioni di barili riguardanti la soluzione unilaterale da parte di PDVSA dell'OSA relativa al campo Dación.

GAS NATURALE

(mi	lioni	đi	metri	cul	bi)

Riserve certe di gas naturale	Kalia (a)	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Riserve certe società consolidate	Riserve certe società in joint venture	e consignee of
Riserve al 31.12.2003	117.966	154.822	46.897	62.941	127.301	509.927	*	509.927
Revisioni di precedenti stime	2.992	23.016	3.653	2.151	2.388	34.200		34.200
Miglioramenti di recupero			289			289		289
Estensioni e nuove scoperte	824	11.876		1.079	6.292	20.071		20.071
Produzione	(11.586)	(6.983)	(1.874)	(6.241)	(8.581)	(35.265)		(35.265)
Cessioni Riclassifica dei dati 2004	(2.072)	(16)	****	(1.841)	(3.273)	(7.202)		(7.202)
relativi a società in joint venture e collegate		(601)	(43)		(3.798)	(4.442)	4.442	
Riserve al 31.12.2004	108.124	182.114	48.922	58.089	120.329	517.578	4.442	522.020
——————————————————————————————————————					<u> </u>			
Acquisizioni	1.797		226		6.266	8.289		8.289
Revisioni di precedenti stime	4.506	(171)	(251)	(531)	(10.377)	(6.824)	(1.352)	(8.176)
Miglioramenti di recupero		324				324		324
Estensioni e nuove scoperte	23	1.049	8.750	1.407	1.589	12.818		12.818
Produzione	(10.348)	(10.108)	(1.977)	(6.193)	(7.968)	(36.594)	(558)	(37.152)
Riserve af 31.12.2005	104.102	173.208	55.670	52.772	109.839	495.591	2.532	498.123
						7004		
Acquisizioni				123		123		123
Revisioni di precedenti stime	1.012	4.385	842	1.500	6.504	14.243	(187)	14.056
Estensioni e nuove scoperte	545	4.139	971	36	3.729	9.420	8	9.428
Produzione	(9.637)	(13.352)	(2.900)	(6.171)	(8.643)	(40.703)	(430)	(41.133)
Cessioni	<u>.</u>			(208)		(208)	PAO	(208)
Riserve al 31.12.2006	96.022	168.380	54.583	48.052	111.429	478,466	1/23	480/389
(milioni di metri cubi)							N	N R R
Riserve certe digas naturale digas naturale	talia 🏵	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Riserve carte societa farecolidate	Riserva certe società in joint Vennuré ecolle 200 (0)	Totale Totale
Riserve al 31.12.2003	83.996	27.226	24.520	58.754	95.008	289.504		289.504
Riserve al 31.12.2004	80.719	49.833	26.154	52.249	88,409	297/364		297.364
Riserve al 31.12.2005	76.549	86.652	36.533	42.026	74.231	31 5.991	1.971	317.962
Riserve al 31.12.2006	69.360	86.126	40.975	39.513	74.094	310.068	1.349	311.417

⁽a) I dati al 31 dicembre 2003, 2004, 2005, 2006 comprendono rispettivamente, 21.144, 20.875, 21.521 e 21.341 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia. (b) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari relativi alle società in joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando i prezzi di fine anno dell'olio e del gas alla stima delle produzioni future delle riserve certe. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I flussi di cassa futuri al 31 dicembre 2004, 2005 e 2006 includono i corrispettivi che la Divisione Gas & Power di Eni e altre società di trasporto e vendita di gas terze sostengono per assicurarsi i servizi di stoccaggio necessari al soddisfacimento della domanda di flessibilità del mercato.

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei paesi nei quali Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole dello Statement of Financial Accounting Standard n. 69. Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti le attività di esplorazione e produzione.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

		talia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Riserve società consolidate	Totale società in joint venture	e conegate e
	(milioni di euro)	<u>B</u>	23	25	24	~~~~~	- 2 S	12.도	<u> </u>
	31.12.2004			· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·					
	Entrate di cassa future	28.582	40.373	28.395	20.435	32.619	150.404		150.404
	Costi futuri di produzione	(3.635)	(7.237)	(6.664)	(5.082)	(4.858)	(27.476)		(27.476)
	Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.210)	(4.073)	(1.873)	(1.419)	(2.873)	(12.448)		(12.448)
	Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	22.737	29.063	19.858	13.934	24.888	110.480		110.480
	Imposte su reddițo future	(7.599)	(11.487)	(10.949)	(8.824)	(6.736)	(45.595)		(45.595)
	Flusso di cassa netto futuro prima								
′.	dell'attualizzazione 🔨	15.138	17.576	8.909	5.110	18.152	64.885		64.885
	Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(6.006)	(7.592)	(3.267)	(1.350)	(9.412)	(27.627)		(27.627)
	Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	9.132	9.984	5.642	3.760	8.740	37.258		37.258
•	31.12.2005								
1	Entrate di cassa future	36.203	66.100	45.952	30.835	50.590	229.680	1.055	230.735
	Costi futuri di produzione	(4.609)	(10.030)	(9.604)	(5.632)	(6.399)	(36.274)	(226)	(36.500)
	Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.936)	(3.960)	(2.594)	(1,774)	(4.059)	(15.323)	(89)	(15.412)
•	Flusso di cassa netto futuro								<u>.</u>
	prima delle imposte sul reddito	28.658	52.110	33.754	23.429	40.132	178.083	740	178.823
	Imposte sul reddito future	(9.890)	(22.744)	(21.056)	(15.225)	(12.097)	(81.012)	(187)	(81.199)
Ī	Flusso di cassa netto futuro prima								
	dell'attualizzazione	18.768	29.366	12.698	8.204	28.035	97.071	553	97.624
1	Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.643)	(12.095)	(4.122)	(2.155)	(15.705)	(41.720)	(182)	(41.902)
•	Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	11.125	17.271	8.576	6.049	12.330	55.351	371	55.722
_	31.12.2006								
-	Entrate di cassa future	43.495	64.381	34.935	24.821	48.591	216.223	1.038	217.261
-	Costi futuri di produzione	(6.086)	(9.707)	(8.028)	(6.426)	(5.915)	(36.162)	(224)	(36.386)
(Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(6.739)	(5.383)	(2.865)	(2.265)	(4.576)	(21.828)	(79)	(21.907)
-	flusso di cassa netto futuro								
	orima delle imposte sul reddito	30.670	49.291	24.042	16.130	38.100	158.233	735	158,968
-	mposte sul reddito future	(10.838)	(24.639)	(14.141)	(10.901)	(11.473)	(71.992)	(227)	(72.219)
	lusso di cassa netto futuro prima fell'attualizzazione	19.832	24.652	9.901	5.22 9	26.627	86.241	508	86.749
١	/alore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(11.493)	(10.631)	(2.994)	(1.392)	(16.504)	(43.014)	(154)	(43.168)
Ī	/alore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	8.339	14.021	6.907	3.837	10.123	43.227	354	43.581
-									·

⁽a) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari relativi alle società in joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

VARIAZIONI DEL VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

Di seguti sono riportate le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2004, 2005 e 2006.

(milioni di euro)	2004	2005	2006
Valore all'inizio dell'esercizio	31.264	37,258	55.722
- valore all'inizio dell'esercizio relativo a società in joint venture e collegate (a)		(357)	
Valore all'inizio dell'esercizio relativo a società consolidate	31.264	36.901	(371)
Aumenti (diminuzioni):	31.204	30.501	55.351
- vendite a terzi e a società consolidate, al netto dei costi di produzione	(12.172)	(17.880)	(21.739)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	13.031	33.372	4.097
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero,	,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,	33.312	4.091
al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	2.806	3.527	3.629
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.437)	(3.654)	(6.964)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	4.229	3.865	3.558
- revisioni delle quantità stimate	1.658	47	383
- effetto dell'attualizzazione	5.328	6.573	9,489
- variazione netta delle imposte sul reddito	(4.805)	(17.327)	-
- acquisizioni di riserve	(4.005)	977	3.060
cessioni di riserve	(727)	911	10
variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	83	0.000	(1.252)
Saldo aumenti (diminuzioni)		8.950	(6.395)
/alore alla fine dell'esercizio relativo a società consolidate	5.994	<u> 18.450</u>	(12.124)
/alore alla fine dell'esercizio relativo a società in joint venture e collegate	37.258	55.351	43.227
/alore alla fine dell'esercizio		371	354
anote and title deli eseteixin	37.258	55.722	43.581

(a) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari relativi alle società in joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

To POBERIO POU'

F.To Roberto Poul

F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio

Relazione della Società di revisione

PRICEV/ATERHOUSE COPERS @

PricewaterhouseCoopers SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 156 DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58

Agli Azionisti della Eni SpA

- Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dei movimenti del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni SpA e sue controllate ("Gruppo Eni") chiuso al 31 dicembre 2006. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli amministratori della Eni SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.
- Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Per il giudizio relativo al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 28 aprile 2006.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato della Eni SpA al 31 dicembre 2006 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'articolo 9 del DLgs n° 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto ed i flussi di cassa del Gruppo Eni per l'esercizio chiuso a tale data.

Milano, 3 maggio 2007

PricewaterhouseCoopers SpA

Alberto Giussani (Revisore contabile)

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. 3.754.400,00 Euro i.v., C.F. e P. IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n. 43 dell'Albo Consob - Altri Uffici: Barl 70125 Viale della Repubblica 110 Tel. 0805429863 - Bologna 40122 Via delle Lame 111 Tel. 051526611 - Brescia 25124 Via Cefalonia 70 Tel. 0302219811 - Firenze 50129 Viale Milton 65 Tel. 0554627100 - Genova 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01029041 - Napoli 80121 Piazza dei Martiri 30 Tel. 0817644441 - Padova 35137 Largo Europa 16 Tel. 0498762877 - Palermo 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - Parma 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521242848 - Roma 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 0570251 - 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 Poscolle 43 Tel. 043225789 - Verona 37122 Corso Porta Nuova 125 Tel. 0458002561

TO POBERIO TOU



Relazioni e bilancio di esercizio di Eni SpA 2006



Relazione sulla gestione

ANDAMENTO OPERATIVO

■ Divisione Exploration & Production

Riserve certe di idrocarburi

Al 31 dicembre 2006 le riserve certe di idrocarburi di Eni SpA sono 606 milioni di barili di petrolio equivalente (boe) con una diminuzione rispetto al 31 dicembre 2005 di 54 milioni di boe.

La riduzione delle riserve di gas naturale di 45 milioni di boe è dovuta essenzialmente alla produzione dell'anno (57 milioni di boe) i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla revisione in aumento di precedenti stime di 9 milioni di boe (in particolare nei giacimenti Monte Alpi Enoc unificato, Torrente Tona Gas, Spilamberto e Annabella) e da nuove scoperte ed estensioni di 3 milioni di boe.

La riduzione delle riserve di petrolio e condensati di 9 milioni di barili è dovuta alla produzione dell'anno (22 milioni di barili) parzialmente compensata dalla revisione in aumento di precedenti stime (principali giacimenti Monte Alpi Enoc unificato e Cerro Falcone nella concessione Val d'Agri al netto della rideterminazione delle quote di spettanza Eni delle riserve nella stessa concessione¹.

RISERVE CERTE DI IDROCARBURI

Jane Same Same				Variaz	
		2005	2006	assoluta	%
Gas naturale (a)	(milioni di boe)	475	430	(45)	(9,5)
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	185	176	(9)	(4,9)
Idrocarburi	(milioni di boe)	660	606	(54)	(8,2)
A STATE OF THE STA					

⁽¹⁾ A completamento del processo di unificazione delle due concessioni Grumento Nova e Volturino nella concessione Val d'Agri, i partner della joint venture hanno rideterminato le quote di spettanza delle riserve idrocarburi presenti nella concessione unificata.
(a) Il gas naturale è convertito in boe utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615.

Portafoglio minerario

Al 31 dicembre 2006 il portafoglio minerario di Eni SpA sul territorio nazionale consiste in 37 permessi di esplorazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 8.202 chilometri quadrati (11.353 chilometri quadrati al 31 dicembre 2005) e 117 concessioni di coltivazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 11.631 chilometri quadrati (12.700 al 31 dicembre 2005). Le diminuzioni sono connesse al rilascio di permessi e concessioni.

Produzioni

Nel 2006 la produzione di idrocarburi è stata di 79,9 milioni di boe (87,7 nel 2005) corrispondenti alla produzione giornaliera di 218.956 boe (240.251 nel 2005).

La produzione di gas naturale (9,1 miliardi di metri cubi) è diminuita di 0,9 miliardi di metri cubi, pari al 9%, a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi situati nell'offshore adriatico (in particolare Angela/Angelina, Porto Garibaldi-Agostino, Porto Corsini e Barbara) e ionico (Luna), solo parzialmente compensati da attività di ottimizzazione della produzione.

La produzione di petrolio e condensati (24,1 milioni di barili) è diminuita di 2,2 milioni di barili, pari al 8,4%, a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi (in particolare Villafortuna/Trecate) e della fermata del giacimento Aquila per interventi di riparazione e adeguamento sull'impianto di produzione, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla crescita produttiva in Val d'Agri.

■ Divisione Gas & Power

Approvvigionamenti di gas naturale

					Vari		
miliardi di metri cubi A 38.100 KJoule	2005	%	2006	%	assoluta	%	
Produzione nazionale Divisione E&P	9,64	14,0	8,76	12,1	(0,88)	(9,1)	
Acquisti Italia	1,09	1,6	1,45	2,0	0,36	33,0	
<u>Italia</u>	10,73	15,5	10,21	14,1	(0,52)	(4,8)	
Russia	21,03	30,4	21,30	29,4	0,27	1,3	
Algeria	19,58	28,3	18,84	26,0	(0,74)	(3,8)	
Paesi Bassi	8,29	12,0	10,28	14,2	1,99	24,0	
Norvegia	5,78	8,4	5,92	8,2	0,14	2,4	
Croazia	0,43	0,6	0,86	1,2	0,43	100,0	
Libia	0,77	1,1	1,07	1,5	0,30	39,0	
Altri	0,35	0,5	0,73	1,0	0,38	108,6	
Algeria (LNG)	1,45	2,1	1,58	2,2	0,13	9,0	
Altri (LNG)	0,69	1,0	1,57	2,2	0,88	127,5	
Estero	58,37	84,5	62,15	85,9	3,78	6,5	
Totale approvvigionamenti	69,10	100,0	72,36	100,0	3,26	4,7	
Prelievi da stoccaggio	0,84	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	(3,01)		(3,85)	(458,3)	
Perdite di rete e differenza di misura	(0,44)		(0,27)		0,17	(38,6)	
Disponibilità per la vendita	69,50		69,08		(0,42)	(0,6)	

Nel 2006 sono stati approvvigionati dalla Divisione G&P (escluse le società partecipate) 72,36 miliardi di metri cubi di gas naturale con un aumento di 3,26 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari al 4,7%. I volumi di gas approvvigionati dall'estero 62,15 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'85,9% del totale (84,5% nel 2005).

Gli approvvigionamenti dall'estero sono aumentati di 3,78 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari di 3,78 per effero principalmente dei maggiori acquisti da Paesi Bassi, da altri fornitori di LNG e dalla Croazia, quest'ultima per l'inizio delle forniture di nuovi giacimenti nell'offshore adriatico, nonché per le maggiori forniture di gas libico non destinate ai contratti di vendita di lusgio termine (0,3 miliardi di metri cubi). In flessione le forniture dall'Algeria (-0,74 miliardi di metri cubi).

Gli approvvigionamenti di provenienza nazionale (10,21 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 0,52 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari al 4,8%, a seguito della flessione della produzione del settore Exploration & Production.

Nel 2006 le immissioni, al netto dei prelievi presso il sistema di stoccaggio di Stoccaggi Gas Italia SpA e in Austria e Francia, sono stati di 3 miliardi di metri cubi (contro 0,84 miliardi di metri cubi prelevati nel 2005) che, tenuto conto delle perdite e differenze di misura (0,27 miliardi di metri cubi), hanno portato la disponibilità complessiva per la vendita a 69,08 miliardi di metri cubi, con una leggera flessione di 0,42 miliardi di metri cubi, pari allo 0,6%, rispetto al 2005.

TAKE-OR-PAY

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

Vendite di gas naturale

			Varia2		
(miliardi di metri cubi)	2005	2006	assoluta	%	
Grossisti	13,26	13,31	0,05	0,4	
Gas release	1,95	2,00	0,05	2,6	
Clienti finali	37,3	35,67	(1,63)	(4,4)	
Industriali	12,95	13,10	0,15	1,2	
Termoelettrici	17,6	16,67	(0,93)	(5,3)	
Residenziali	6,75	5,90	(0,85)	(12,6)	
Italia	52,51	51,14	(1,37)	(2,6)	
Resto d'Europa	11,45	11,97	0,52	4,5	
Totale vendite a terzi	63,96	62,95	(1,01)	(1,6)	
Vendite a società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA	5,54	6,13	0,59	10,6	
TOTALE	69,5	69,08	(0,42)	(0,6)	

La suddivisione per tipologia di cliente indicata nella tabella si basa sulla tipologia contrattuale e perciò non coincide con la suddivisione delle vendite a clienti grossisti e finali, di cui all'art.
2.1 lettere a) e b) del D.lgs. 164/2000.

Nel 2006 le vendite di gas naturale a terzi (62,95 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 1,01 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari al 1,6%.

In un contesto di mercato sempre più competitivo, le vendite di gas naturale in Italia (50,98 miliardi di metri cubi) sono diminuite rispetto al 2005 di 1,53 miliardi di metri cubi, pari al 2,9%, a seguito: della flessione delle vendite ai clienti finali del settore termoelettrico (0,93 miliardi di metri cubi, pari al 5,3%) e residenziali (0,85 miliardi di metri cubi, pari al 12,6% principalmente per effetto climatico). Questi decrementi sono stati parzialmente assorbiti dall'incremento registrato nei settori industriale (0,15 miliardi di metri cubi, pari al 1,2%) e grossisti (0,05 miliardi di metri cubi, pari al 0,4%).

Le vendite per Gas release¹ (2 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,05 miliardi di metri cubi.

Le vendite nel resto d'Europa (11,97 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,52 miliardi di metri cubi, pari al 4,5%, a seguito essenzialmente degli incrementi registrati: (i) in Germania e in Austria (0,84 miliardi di metri cubi) in relazione alla crescita delle forniture a clienti grossisti e altri clienti industriali; (ii) in Francia (0,42 miliardi di metri cubi), in relazione alla crescita delle forniture a clienti industriali. Questi incrementi sono in parte assorbiti dalla riduzione delle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a importatori italiani del settore (-0,25 miliardi di metri cubi) connessa all'entrata a regime delle vendite di gas libico da parte della controllata Eni North Africa BV.

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

Gli autoconsumi² (6,1 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,59 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari al 10,6%, per effetto essenzialmente dei maggiori volumi forniti a EniPower in relazione all'entrata in esercizio di nuova capacità produttiva.

■ Divisione Refining & Marketing

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2006 sono state acquistate 63,20 milioni di tonnellate di petrolio (63,01 milioni nel 2005), di cui 36,81 milioni dal settore Exploration & Production, 18,16 milioni dai paesi produttori con contratti a termine e 8,23 milioni sul mercato spot. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 22% dall'Africa Occidentale, 22% dall'Africa Settentrionale, 15% dal Mare del Nord, 14% dai paesi dell'ex CSI, 15% dal Medio Oriente, 7% dall'Italia e 5% da altre aree. Sono state commercializzate 32.95 milioni di tonnellate di petrolio³ con un aumento di 0,83 milioni di tonnellate rispetto al 2005, pari al 2,6%. Sono state acquistate inoltre: (i) 9,18 milioni di tonnellate di prodotti (8,84 milioni nel 2005) destinati alla vendita sul mercato italiano (4,61 milioni di tonnellate), a completamento delle disponibilità di produzione, e sui mercati esteri (4,57 milioni di tonnellate); (ii) 3,18 milioni di tonnellate di semilavorati (3,58 milioni nel 2005) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione.

APPROVVIGIONAMENTI DI GREGGI

/ariazione

2005	2006	assoluta	- Q
32,86			(0,3)
4,44	4,05		(8,8)
37,3	36,81		(1,3)
11,78	8,23		(30,1)
13,93	18,16	4,23	30,4
63,01	63,20	(0,19)	0,3
	32,86 4,44 37,3 11,78 13,93	32,86 32,76 4,44 4,05 37,3 36,81 11,78 8,23 13,93 18,16	32,86 32,76 (0,10) 4,44 4,05 (0,39) 37,3 36,81 (0,49) 11,78 8,23 (3,55) 13,93 18,16 4,23

■ Trasporto via mare

Il trasporto via mare di petrolio e di prodotti petroliferi è stato effettuato con 30 navi noleggiate con contratti a tempo (time charter) e con 415 navi noleggiate con contratti a viaggi singoli (contratti spot). Sono state movimenta 2857 initioni di tonnellate di petrolio (27,4 milioni di tonnellate nel 2005), di cui 4,3 milioni per conto terzi e circa 15,5 milioni di tonnellate di petroliferi, di cui 3,4 milioni per conto terzi. I trasporti con l'utilizzo di navi time charter hanno riguardato 15,7 milioni di tonnellate di petrolio e 12,3 milioni di tonnellate di prodotti.

Intensa l'attività di selezione della qualità delle navi utilizzate per il trasporto (vetting) con l'obietti o di mandi dard qualitativo. L'età media della flotta impiegata per i contratti internazionali è pari a 3,7 anni. In un contesto di mercato dei noli caratterizzato da una forte volatilità e da tariffe elevate, il ricorso di charter con termini temporali più estesi ha consentito di ottenere vantaggi di costo rispetto ai contratti spe

contratti di neleggio time

Raffinazione

Nel 2006 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia (33,35 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,87 milioni di tonnellate rispetto al 2005, pari al 2,5%, a seguito delle minori lavorazioni sulle raffinerie di Sannazzaro e Livorno per effetto dell'attività di manutenzione; queste riduzioni sono state in parte compensate dalle maggiori lavorazioni su Venezia e Gela. In diminuzione anche le lavorazioni sulle raffinerie di terzi in particolare sulla Erg Raffinerie Mediterranee a causa dell'incidente occorso a fine aprile.

⁽²⁾ Ai sensi dell'art. 19 comma 4 del D.Lgs. 164/2000, le quantità di gas autoconsumato direttamente dall'impresa o da società controllate sono escluse dal calcolo dei tetti sulle vendite ai clienti finali e sulle immissioni nella rete nazionale di gasdotti ai fini della vendita in Italia.

⁽³⁾ La Divisione Refining & Marketing acquista circa i due terzi dell'intera produzione venduta di greggi e condensati della Divisione Exploration & Production e delle società del settore e vende sul mercato i greggi e i condensati che per l'area geografica di produzione o per le loro caratteristiche non è economico utilizzare nelle proprie raffinerie.

ENI BILANCIO DI ESERCIZIO 2006 / RELAZIONE SULLA GESTIONE

Le lavorazioni complessive (in conto proprio e in conto terzi) sulle raffinerie di proprietà sono state di 27,17 milioni di tonnellate (27,34 milioni nel 2005) con il pieno utilizzo della capacità bilanciata, analogamente al 2005. Il 37,9% del petrolio lavorato (11,43 milioni di tonnellate) è di produzione Eni (33,9% nel 2005).

ä

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI PETROLIFERI

				Variazio
(milioni di tonnellate)	2005	2006	assoluta	%
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	27,34	27,17	(0,17)	(0,6)
Lavorazioni in conto terzi	(1,70)	(1,53)	0,17	(10,0)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	8,58	7,71	(0,87)	(10,1)
Lavorazioni in conto proprio	34,22	33,35	(0,87)	(2,5)
Consumi e perdite	(1,65)	(1,30)	0,35	(21,2)
Prodotti disponibili da lavorazioni in Italia	32,57	32,05	(0,52)	(1,6)
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	8,68	9,13	0,45	5,2
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,25)	(0,25)	0,00	0,0
Prodotti venduti in Italia e all'estero	41,00	40,93	(0,07)	(0,2)

PRODUZIONI IN CONTO PROPRIO PER PRODOTTO

				Ē
(milioni di tonnellate)	2005	2006	assoluta	%
Gasolio	12,72	12,44	(0,28)	(2,2)
Benzine	8,19	7,89	(0,30)	(3,7)
Olio Combustibile	4,78	4,54	(0,24)	(5,0)
jet Fuel	1,25	1,35	0,10	8,0
Virgin nafta	1,29	1,57	0,28	21,7
Basi Lubrificanti	0,65	0,55	(0,10)	(15,4)
GPL	0,50	0,57	0,07	14,0
Altri	3,19	3,14	(0,05)	(1,6)
Totale	32,57	32,05	(0,52)	(1,6)
	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·			

Distribuzione di prodotti petroliferi

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO

			\$	š
(milioni di tonnellate)	2005	2006	assoluta	*
Rete	8,75	8,66	(0,09)	(1,0)
Extrarete	4,43	4,24	(0,19)	(4,3)
	13,18	12,90	(0,28)	(2,1)
Vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA	8,79	7,66	(1,13)	(12,9)
Altre vendite (a)	5,9	7,35	1,45	24,6
Petrolchimica	3,05	2,58	(0,47)	(15,4)
Vendite in Italia	30,92	30,49	(0,43)	(1,4)
Vendite a terzi estero	7,48	7,15	(0,33)	(4,4)
Vendite a società del Gruppo all'estero	2,60	3,29	0,69	26,5
Vendite in Italia e all'estero	41,00	40,93	(0,07)	(0,2)

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

Le vendite di prodotti petroliferi (40,93 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,07 milioni di tonnellate, pari allo 0,2%, a seguito della flessione delle vendite sulla rete ed extrarete (complessivamente 0,28 milioni di tonnellate), alle minori vendite nel settore petrolchimico (-0,47 milioni di tonnellate), all'Agip Fuel (-0,45 milioni di tonnellate) e alle minori vendite a terzi estero (0,33 milioni di tonnellate) parzialmente compensate dalle maggiori vendite alle società petrolifere e a trader in Italia (1,45 milioni di tonnellate).

Vendite rete Italia

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia (8,66 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 90 mila tonnellate, pari all'1,1%, a seguito essenzialmente della maggiore pressione competitiva.

La quota di mercato è in flessione di 0,4 punti percentuali, passando dal 29,7 al 29,3%; l'erogato medio a marchio Agip è dimihui-

to dell'1,8%, rispetto al 2005 (da 2.509 a 2.463 mila litri).

Al 31 dicembre 2006 la rete di distribuzione è costituita da 4.356 stazioni di servizio, di cui circa il 77% di proprieta con un fic mento di 7 unità rispetto al 31 dicembre 2005 per effetto dell'apertura di nuove stazioni di servizio (20 pnita) e del saldo pos vo tra stipula/risoluzione di contratti di convenzionamento (11 unità), parzialmente compensati dalla chiusura di impianti a bas erogato (21 unità) e dalla perdita di 3 concessioni autostradali.

VENDITE SUL MERCATO RETE

			1/ >	•
(milioni di tonnellate)	2005	2006	assoluta	%
Gasolio	4,92	5,09	0,17	3.5
Benzine	3,64	3,38	(0,26)	(7,1)
GPL	0,19	0,18	(0,01)	(5,3)
Lubrificanti	0,01	0,01	0,00	0,0
Totale	8,75	8,66	(0,09)	(1,0)
Numero stazioni di servizio	4.349	4.356	7	0,2

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (4,24 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 190 mila tonnellate rispetto al 2005, pari al 4,3%, a seguito essenzialmente delle minori vendite di olio combustibile per effetto del processo di progressiva sostituzione con il gas naturale nell'alimentazione delle centrali termoelettriche.

Le vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA in Italia di 7,66 milioni di tonnellate (8,79 milioni nel 2005) hanno riguardato in particolare le forniture: (i) all'AgipFuel SpA (5,43 milioni di tonnellate), che vende ai grandi e piccoli rivenditori e ai consumatori; (ii) alla Raffineria di Gela SpA (1,35 milioni di tonnellate); (iii) all'EniPower SpA (0,65 mila tonnellate).

Le altre vendite (7,35 milioni di tonnellate) sono aumentate di 1,45 milioni di tonnellate, pari al 24,6%, a seguito delle maggiori vendite ad altre società petrolifere, in particolare alla IP (1,3 milioni di tonnellate) in forza del contratto di somministrazione stipulato all'atto della cessione della stessa, e ai *trader*.

Le vendite alla Petrolchimica in Italia (2,58 milioni di tonnellate) sono diminuite di 470 mila tonnellate, pari al 15,4%, in relazione in particolare all'incidente occorso alla raffineria Erg di Priolo.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici sono analizzati nella tabella seguente:

2006		
2000	assoluta	%
583	181	45,0
10	1	11,1
463	22	5,0
35	(14)	(28,6)
1.091	192	21,4
	10 463 35	10 1 463 22 35 (14)

Gli investimenti tecnici della Divisione Exploration & Production (583 milioni di euro) riguardano essenzialmente le attività di sviluppo (326 milioni di euro; 341 nel 2005), l'attività esplorativa (106 milioni di euro; 43 nel 2005) e l'acquisizione di diritti minerari (139 milioni di euro).

Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di sidetrack e di infilling (Barbara D/H, Daria, Anemone, Annabella Basil per il gas; Rospo per il petrolio); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione e di adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (iii) l'avanzamento dei progetti di sviluppo di Tea/Lavanda/Arnica, Candela e Miglianico.

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato prevalentemente le aree padano-appenniniche e l'offshore siciliano e adriatico. Sono stati perforati 8 pozzi di cui 4 conclusi nell'anno. L'attività esplorativa ha dato esito positivo con i seguenti pozzi mineralizzati a gas: (i) Longanesi 1 (Eni 100%) nell'onshore dell'Emilia Romagna; (ii) Benedetta 1 Dir (Eni 100%) nell'offshore adriatico; (iii) Argo 1 (Eni 60%) nell'offshore siciliano.

Gli investimenti per acquisizione di diritti minerari hanno riguardato la concessione Val d'Agri.

Gli investimenti tecnici della Divisione Gas & Power (10 milioni di euro) hanno riguardato la fase realizzativa di un sistema di riparazione di condotte sottomarine.

Gli investimenti tecnici della Divisione Refining & Marketing (463 milioni di euro) hanno riguardato principalmente: (i) la raffinazione (288 milioni di euro), essenzialmente per il miglioramento della flessibilità del sistema e delle rese degli impianti, tra cui la realizzazione di una nuova unità di hydrocracking presso la raffineria di Sannazzaro, la logistica (19 milioni di euro) e gli interventi per il rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (71 milioni di euro); (ii) la rete di distribuzione di prodotti petroliferi (124 milioni di euro), riferiti in particolare alla ristrutturazione, al potenziamento e alla realizzazione di nuovi impianti (85 milioni di euro), nonchè al rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (30 milioni di euro); (iii) il GPL (22 milioni di euro). Gli investimenti complessivi in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 111 milioni di euro (24% del totale).

Gli investimenti tecnici della Corporate (35 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente infrastrutture informatiche.

Ricerca scientifica e tecnologica

(mioliaia di euro)

Riorganizzazione dell'attività di ricerca scientifica e tecnologica

Il 17 luglio 2006 è stato stipulato l'atto di fusione di EniTecnologie SpA in Eni con l'obiettivo di conseguire una maggiore integrazione della ricerca scientifica e tecnologica con le attività di business. L'operazione ha determinato la rilevazione di un disavanzo di fusione di 2 milioni di euro, iscritto in bilancio a riduzione della riserva disponibile, derivante dalla differenza tra il valore contabile della partecipazione nell'EniTecnologie SpA di 31 milioni di euro e il patrimonio netto contabile della stessa al 1° gennaio 2006 (data di efficacia contabile della fusione) di 29 milioni di euro.

I costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 142 milioni di euro (177 milioni di euro nel 2005), di cui 78 riferiti alla Divisione Exploration & Production, 44 alla Divisione Refining & Marketing e 7 alla Corporate.

Informazioni sui principali temi e sui risultati della ricerca sono indicati nel capitolo "Ricerca scientifica e tecnologica" della relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

Fondo speciale rotativo per l'innovazione Tecnologica – FIT (Legge 17 febbraio 1982 n. 46, art.14 – 18)

Il Ministero delle attività produttive ha riconosciuto a Eni SpA agevolazioni finanziarie per alcuni progetti di ricerca attuati o in corso di attuazione. In ottemperanza a quanto previsto dall'art. 8 degli appositi decreti di concessione, sono indicati di seguito i costi sostenuti fino al 31 dicembre 2006 a fronte di ciascun programma di ricerca per i quali è stato già ottenuto, o richiesto agli enti competenti, il riconoscimento dell'agevolazione:

(Ingliata di Edio)		
Programma di ricerca	Numero e data del decreto del ministero delle attività produttive	Costi
Metodi avanzati per il monitoraggio della subsidenza e la modellizzazione dei giacimenti	180 del 4/10/2002	2.365
Acquisizione sismica ad alta risoluzione	181 del 4/10/2002	2.597
Applicazioni di geoscienze su HPC	310 del 18/12/2002	4.530
Sviluppi e metodologie innovative per la migrazione 3D e l'inversione dei dati sismici	311 del 18/12/2002	2.298
Fluidi di perforazione per Advanced Wells	368 del 16/5/2003	964
Geosteering	611 del 20/11/2003	13.375 /

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

Signori Azionisti, il bilancio dell'esercizio 2006 (bilancio separato di Eni SpA) che sottoponiamo alla Vostra approvazione chiude con l'utile netto di 5.821 milioni di euro e, secondo le disposizioni dell'art. 4, comma 1 del D.Lgs. 28 febbraio 2005 n. 38, è il primo redatto in conformità ai principi contabili internazionali (IFRS) omologati dalla Commissione europea.

Al fine di consentire un confronto omogeneo, il conto economico, lo stato patrimoniale e il rendiconto finanziario al 31 dicembre 2005 sono stati oggetto di adeguamento ai nuovi principi contabili internazionali (v. la sezione "Effetti derivanti dall'applicazione dei principi contabili internazionali" delle Note al bilancio di esercizio).

L'utile netto dell'esercizio 2006 di 5.821 milioni di euro diminuisce di 221 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente per effetto essenzialmente della riduzione dell'utile operativo della Divisione Refining & Marketing (1.481 milioni di euro), dovuto principalmente alla variazione negativa dell'utile/perdita di magazzino (1.251 milioni di euro). Questo effetto negativo è in parte compensato: (i) dall'aumento dell'utile operativo delle Divisioni Exploration & Production (374 milioni di euro), Gas & Power (270 milioni di euro) e Corporate (71 milioni di euro); (ii) dalle minori imposte sul reddito (208 milioni di euro); (iii) dai maggiori proventi netti su partecipazioni (179 milioni di euro) connessi essenzialmente ai maggiori dividendi percepiti (532 milioni di euro), alle maggiori plusvalenze conseguite nella cessione/conferimento di partecipazioni (308 milioni di euro), parzialmente assorbiti dalla circostanza che nell'esercizio 2005 vennero rilevate maggiori riprese di valore di partecipazioni (666 milioni di euro). L'utile netto a valori correnti di 5.939 milioni di euro, ottenuto eliminando l'effetto dell'utile/perdita di magazzino, aumenta di 569 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Conto economico

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Ricavi			· , · · · · · · · · · · · · · · · · · ·
Ricavi della gestione caratteristica	44.794	52.987	8.193
Altri ricavi e proventi	231	186	(45)
Totale ricavi	45.025	53.173	8.148
Costi operativi			
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(39.537)	(48.248)	(8.711)
di cui oneri non ricorrenti	(290)	(164)	126
Costo lavoro	(780)	(932)	(152)
Ammortamenti e svalutazioni	(872)	(829)	43
Utile operativo	3.836	3.164	(672)
Proventi (oneri) finanziari netti	(29)	35	64
Proventi netti su partecipazioni	3.606	3.785	179
Utile prima delle imposte	7.413	6.984	(429)
Imposte sul reddito	(1.371)	(1.163)	208
Utile netto	6.042	5.821	(221)
Esclusione (utile)/perdite di magazzino (1)	(672)	118	790
Utile netto a valori correnti (1)	5.370	5.939	569
		L	

⁽¹⁾ L'utile netto a valori correnti deriva dal raffronto tra i ricavi e i costi correnti dei prodotti venduti con esclusione perciò dell'utile o della perdita di magazzino che deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo, al netto del relativo effetto fiscale.

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione	
Divisione E&P	3.098	3.520	422	
Divisione G&P	16.608	20.085	3.477	
Divisione R&M	27.777	32.560	4.783	
Corporate	542	554	12	
lisioni	(3.231)	(3.732)	(501)	
	44.794	52.987	8.193	

I ricavi della Divisione Exploration & Production (3.520 milioni di euro) sono aumentati di 422 milioni di euro, pari al 13,6%, a seguito essenzialmente dell'incremento del prezzo di vendita in euro del gas naturale (+28,4%) e del greggio (+19,8%), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dalla riduzione dei volumi venduti di idrocarburi di 7,8 milioni di boe (da 85,4 a 77,6 milioni di boe) connessa principalmente al declino dei campi maturi.

I ricavi della Divisione Gas & Power (20.085 milioni di euro) sono aumentati di 3.477 milioni di euro, pari al 20,9%, a seguito essenzialmente dell'incremento dei prezzi medi di vendita del gas connesso all'andamento dei parametri energetici di riferimento, in parte assorbito dagli effetti derivanti dall'applicazione delle delibere successive alla 248/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Questi effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi venduti di 0,4 miliardi di metri cubi (da 69,5 a 69,1 miliardi di metri cubi), pari allo 0,6%. Le minori vendite effettuate in Italia (-0,9 miliardi di metri cubi), anche in conseguenza dell'andamento climatico, sono state parzialmente compensate dall'incremento dei volumi di gas venduti all'estero (0,5 miliardi di metri cubi) essenzialmente riferito al mercato tedesco, francese e austriaco.

I ricavi della Divisione Refining & Marketing (32.560 milioni di euro) sono aumentati di 4.783 milioni di euro, pari al 17,2%, a seguito essenzialmente dell'incremento delle quotazioni internazionali dei greggi e dei prodotti petroliferi (Brent 19,7%, benzine 18,9% e gasolio 11,5%).

I ricavi della Corporate (554 milioni di euro) sono aumentati di 12 milioni di euro, pari al 2,2%, di cui 23 milioni di euro riferiti essenzialmente a servizi forniti alle Divisioni non gestiti dalla Corporate nell'esercizio precedente. Tali effetti positivi sono stati in parte assorbiti dai minori servizi di informatica forniti (16 milioni di euro).

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi di 186 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Locazioni, affitti e noleggi	73	75	2
Proventi per attività in joint venture	27	38	11
Plusvalenze da vendita di attività materiali	24	11	(13)
ltri proventi	107	62	(45)
	231	186	(45)
		186	-

Le locazioni, gli affitti e i noleggi di 75 milioni di euro riguardano essenzialmente i proventi derivanti dai contratti di locazione ai gestori delle stazioni di servizio di attrezzature e dei locali nei quali viene svolta l'attività non oil (officine, lavaggi, bar ristoranti e convenience store) e i proventi da affitto del ramo d'azienda "Attività logistiche" alla Petrolig Srl (70% Eni) e alla Petroven Srl (68% Eni).
I proventi per attività in joint venture di 38 milioni di euro riguardano l'addebito ai partner delle prestazioni interne a 010.

Le plusvalenze da vendite di attività materiali di 11 milioni di euro riguardano beni immobili.

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi, al netto dei costi riferiti agli investimenti, sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Divisione E&P	735	768	33
Divisione G&P	15.321	18.495	3.174
Divisione R&M	25.887	32.027	6.140
Corporate	740	705	(35)
Elisioni	(3.231)	(3.738)	(507)
Eliminazione utili interni (1)	85	(9)	(94)
	39.537	48.248	8.711
di cui oneri non ricorrenti	290	164	(126)

⁽¹⁾ Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni interdivisionali di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

Gli oneri non ricorrenti sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Divisione G&P			
- Accantonamento per istruttoria AEEG sull'utilizzo di capacità di stoccaggio		45	45
- Sanzione AEEG per istruttoria sui prezzi di approvvigionamento gas		10	10
- Sanzione Antitrust	290		(290)
	290	55	(235)
Divisione R&M			
- Sanzione Antitrust		109	109
	290	164	(126)

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi della Divisione Exploration & Production (768 milioni di euro) sono aumentati di 33 milioni di euro, pari al 4,5%, a seguito essenzialmente della riallocazione delle attività di ricerca, anche a seguito dell'incorporazione di EniTecnologie SpA e dell'aumento delle *royalties* sulla produzione.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi della Divisione Gas & Power (18.495 milioni di euro) sono aumentati di 3.174 milioni di euro, pari al 20,7%. Escludendo gli oneri non ricorrenti, gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi sono aumentati di 3.409 milioni di euro, pari al 22,7%, a seguito essenzialmente dell'aumento dei prezzi medi di acquisto del gas per effetto dell'incremento dei parametri energetici di riferimento e dei maggiori oneri di approvvigionamento anche connessi all'utilizzo dello stoccaggio. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dai minori accantonamenti netti ai fondi rischi ed oneri e dai minori volumi acquistati di gas.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi della Divisione Refining & Marketing (32.027 milioni di euro) sono aumentati di 6.140 milioni di euro, pari al 23,7%. Escludendo gli oneri non ricorrenti, gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi sono aumentati di 6.031 milioni di euro, pari al 23,3%, a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento del costo medio annuo di approvvigionamento delle materie prime (Brent +19,7%), con un effetto di circa 4.855 milioni di euro; (ii) della differenza tra la variazione negativa delle rimanenze a costo medio ponderato rilevata nel 2006 (-255 milioni di euro), conseguente alla riduzione dei prezzi avvenuta negli ultimi mesi dell'anno, e quella positiva rilevata nel 2005 (+1.035 milioni di euro) con un effetto complessivo pari a -1.290 milioni di euro tra i due esercizi. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dalla circostanza che nell'esercizio 2005 vennero rilevati maggiori accantonamenti netti ai fondi rischi ed oneri, in particolare di natura ambientale.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi della Corporate (705 milioni di euro) sono diminuiti di 35 milioni di euro, pari al 4,7%, a seguito essenzialmente dei minori accantonamenti netti ai fondi rischi ed oneri (37 milioni di euro) e del trasferimento alle Divisioni delle attività di ricerca (35 milioni di euro), in parte assorbiti dai maggiori servizi forniti alle Divisioni (23 milioni di euro), non gestiti dalla Corporate nell'esercizio precedente.

Costo lavoro

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Divisione E&P	188	222	34
Divisione G&P	102	119	17
Divisione R&M	298	376	78
Corporate	192	215	23
	780	932	152

Il costo lavoro (932 milioni di euro) è aumentato di 152 milioni di euro, pari al 19,5% a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento della forza lavoro, in particolare per l'incorporazione di EniTecnologie SpA; (ii) della normale dinamica retributiva; (iii) dell'incremento dei costi per esodi agevolati.

Il numero dei dipendenti in servizio al 31 dicembre è indicato nelle tabelle seguenti:

Categorie contrattuali	2005	2006	Variazione
Dirigenti	551	525	(26)
Quadri	3.167	3.664	497
Impiegati	6.098	6.248	150
Operai	1.512	1.565	53
	11.328	12.002	674

2005	2006	Variazione
2.988	3.194	206
1.713	1.679	(34)
4.414	4.997	583
2.213	2.132	(81)
11.328	12.002	674
	2.988 1.713 4.414 2.213	2.988 3.194 1.713 1.679 4.414 4.997 2.213 2.132

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Divisione E&P	494	507	13/
Divisione G&P	24	9	(15
Divisione R&M	297	292	/5
Corporate	52	.17	(35)
Totale ammortamenti	867	/825	(42)
Svalutazioni	5	4	(1)
	872	829	(43)

L'aumento degli ammortamenti registrato dalla Divisione Exploration & Production di 13 milioni di euro, par al 2.631 devuto essenzialmente al costo più elevato degli investimenti di sviluppo, ai maggiori costi di ricerca esplorativa, in parte companyati da minori ammortamenti relativi ai campi maturi.

La riduzione registrata dalla Divisione Gas & Power di 15 milioni di euro è connessa essenzialmente al progressivo completamento dell'ammortamento di beni immateriali.

La riduzione registrata dalla Corporate di 35 milioni di euro è connessa essenzialmente al completamento nell'ultimo trimestri del 2005, dell'impianto pilota *Eni Slurry Technology*.

ENI BILANCIO DI ESERCIZIO 2006 / RELAZIONE SULLA GESTIONE

Utile operativo

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Divisione E&P	1.696	2.070	374
Divisione G&P	1.218	1.488	270
Divisione R&M	1.440	(41)	(1.481)
Corporate	(433)	(362)	71
Eliminazione utili interni (1)	(85)	9	94
Utile operativo	3.836	3.164	(672)
Esclusione (utile)/perdita di magazzino (2)	(1.071)	188	1.259
Utile operativo a valori correnti (2)	2.765	3.352	587

(1) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni interdivisionali di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

L'utile operativo della Divisione Exploration & Production di 2.070 milioni di euro è aumentato di 374 milioni di euro, pari al 22,1%, a seguito essenzialmente dell'aumento del prezzo di vendita in euro del gas naturale (+28,4%) e del greggio (+19,7%). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dai minori volumi venduti di idrocarburi connessi al declino produttivo dei campi maturi; (ii) dall'ammortamento dei maggiori costi di ricerca e sviluppo; (iii) dalle maggiori royalties sulla produzione e dai maggiori ammortamenti.

Divisione Gas & Power

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Utile operativo	1.218	1.488	270
Esclusione (utile) perdita di magazzino	(126)	(72)	54
Utile operativo a valori correnti	1.092	1.416	324
di cui oneri non ricorrenti	290	55	(235)

L'utile operativo a valori correnti della Divisione Gas & Power di 1.416 milioni di euro è aumentato di 324 milioni di euro, pari al 29,7%. Escludendo la variazione degli oneri non ricorrenti di 235 milioni di euro, l'utile è aumentato di 89 milioni di euro, pari al 6,4%, a seguito essenzialmente: (i) dei minori accantonamenti netti ai fondi rischi ed oneri (223 milioni di euro); (ii) dei maggiori margini di vendita relativi al favorevole andamento dei parametri energetici di riferimento per la determinazione dei prezzi del gas naturale in acquisto e in vendita, in parte assorbito dall'effetto del nuovo regime regolatorio introdotto nel 2006 dalle delibere successive alla 248/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dai maggiori oneri di approvvigionamento anche connessi all'utilizzo di gas strategico nei primi mesi dell'anno; (ii) dalla riduzione dei volumi venduti, anche in conseguenza dell'andamento climatico.

Divisione Refining & Marketing

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Utile operativo	1.440	(41)	(1.481)
Esclusione (utile) perdita di magazzino	(945)	306	1.251
Utile operativo a valori correnti	495	265	(230)
di cui oneri non ricorrenti		109	109

⁽²⁾ L'utile operativo a valori correnti deriva dal raffronto tra i ricavi e i costi correnti dei prodotti venduti con esclusione perciò dell'utile o della perdita di magazzino che deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo.

L'utile operativo a valori correnti della Divisione Refining & Marketing (265 milioni di euro) è diminuito di 230 milioni di euro, pari al 46,5%. Escludendo gli oneri non ricorrenti di 109 milioni di euro, l'utile è diminuito di 121 milioni di euro, pari al 24,4% a seguito essenzialmente: (i) dell'impatto negativo dello scenario di raffinazione (-0,9 dollari/barile il margine sul Brent, da 8,5 a 7,6 dollari al barile); (ii) delle maggiori fermate delle raffinerie e degli inconvenienti tecnici sulle raffinerie di terzi; (iii) della riduzione del risultato dell'attività commerciale; (iv) dei maggiori costi di ricerca a seguito della riallocazione delle relative attività, anche a seguito dell'incorporazione di EniTecnologie SpA. Questi effetti negativi sono stati in parte compensati dai minori accantonamenti netti ai fondi rischi ed oneri (100 milioni di euro, principalmente per fondi di natura ambientale) e dalla maggiore redditività del pool dei greggi lavorati. La perdita operativa della Corporate di 362 milioni di euro è diminuita di 71 milioni di euro, pari al 16,4%, per effetto essenzialmente dei minori accantonamenti netti ai fondi rischi ed oneri (37 milioni di euro) e del trasferimento delle attività di ricerca alle Divisioni (35 milioni di euro).

Proventi (oneri) finanziari netti

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Altri proventi finanziari netti	109	127	
Commissioni per servizi finanziari	45		18
Interessi sui crediti verso l'Amministrazione finanziaria	14	36	(9)
Interessi su CCT		8	(1)
Proventi (oneri) netti su derivati	5	 	
Utili (perdite) su cambi	(61)	(8)	(13)
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (1)	(46)	(27)	48
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(101)	(101)	19
	(29)	35	64
11			

⁽¹⁾ La voce riguarda l'incremento connesso al trascorrere del tempo dei fondi per rischi e oneri determinati sulla base del valore attualizzato dei costi che l'impresa prevede di sostenere nonché le revisioni di stima connesse a cambiamenti dei tassi di interesse.

Proventi netti su partecipazioni

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Dividendi	3.531	4,063	532
Altri proventi	970	612	(358)
Totale proventi	4.501	4.675	174
Svalutazioni e altri oneri	(895)	(890)	$\frac{1}{5}$
	3.606	3.785	179

ENI BILANCIO DI ESERCIZIO 2006 / RELAZIONE SULLA GESTIONE

I proventi e gli oneri su partecipazioni sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Dividendi			
Eni International BV	2.052	2.893	841
Italgas SpA	273	238	(35)
Snam Rete Gas SpA	722	166	(556)
Unión Fenosa Gas SA		128	128
Stoccaggi Gas Italia SpA	192	120	(72)
Eni Portugal Investment SpA		112	112
Ecofuel SpA	46	69	23
Enifin SpA		61	61
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		46	46
EniPower SpA	23	38	15
Saipem SpA	28	36	8
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	35	34	(1)
Sofid SpA	29	21	(8)
Società Petrolifera Italiana SpA	18	18	
AgipFuel SpA	33	17	(16)
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	19	16	(3)
Altre	61	50	(11)
	3.531	4.063	532
Altri proventi			
Riprese di valore:			
Eni Investment Pic	358		(358)
Polimeri Europa SpA	305		(305)
Altre	3		(3)
Conferimenti:			
Eni Congo Holding BV (a Eni International BV)	124		(124)
Vendita azioni:			
Italiana Petroli SpA (a api)	144		(144)
Nuovo Pignone Holding SpA	28		(28)
Snamprogetti SpA (a Saipem Projects SpA)		589	589
Altre	8	23	15
	970	612	(358)
Totale proventi	4.501	4.675	174
(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Svalutazioni e altri oneri			
Syndial SpA	888	678	(210)
Tigaz Zrt		108	108
leoc SpA		10	10
Altre minori	7	5	(2)
Oneri per cessione Snamprogetti SpA		89	89
Totale oneri	895	890	(5)

Gli oneri per la cessione di Snamprogetti SpA di 89 milioni di euro sono relativi alle garanzie prestate all'atto della cessione della partecipazione all'acquirente Saipem Projects SpA; quanto a 66 milioni di euro rappresentano l'accantonamento a fondo rischi ed oneri in relazione a richieste di indennizzo avanzate dall'acquirente ed ancora non definite, quanto a 23 milioni di euro rappresentano gli oneri relativi a indennizzi definiti.

71996530

Imposte sul reddito

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Imposte correnti:			
- Ires	(842)	(967)	(125)
- Ігар	(199)	(216)	(17)
	(1.041)	(1.183)	(142)
Imposte differite	(540)	49	589
Imposte anticipate	210	(29)	(239)
	(330)	20	350
	(1.371)	(1.163)	208

Le imposte sul reddito di 1.163 milioni di euro diminuiscono di 208 milioni di euro a seguito essenzialmente del minor risultato operativo (299 milioni di euro). Tale effetto è stato parzialmente compensato: (i) dalla minor perdita della Syndial SpA inclusa nel consolidato fiscale nazionale (31 milioni di euro); (ii) dai maggiori proventi finanziari netti (21 milioni di euro); (iii) dalla maggiori quota di dividendi imponibili (17 milioni di euro); (iv) dalla maggiori quota di plusvalenze imponibili derivanti dalla cessione di partecipazioni (16 milioni di euro); (v) dalla differenza tra la stima delle imposte relative agli esercizi 2004 e 2005 e quelle determinate in base alle relative dichiarazioni dei redditi (13 milioni di euro).

Il rigiro di imposte differite di 49 milioni di euro si riferisce essenzialmente: (i) alle imposte stanziate in relazione al maggior costo del magazzino determinato ai fini civilistici sulla base del costo medio ponderato rispetto a quello che lo stesso assume ai fini fiscali determinato con il metodo LIFO (71 milioni di euro); (ii) alle imposte stanziate in relazione all'imputazione a conto economico per effetto dell'ammortamento e della svalutazione di oneri capitalizzati sulle immobilizzazioni materiali e non riconosciuti ai fini fiscali (27 milioni di euro); (iii) alle imposte stanziate in relazione a plusvalenze e contributi a tassazione differita (7 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalle imposte stanziate in relazione agli ammortamenti dedotti ai soli fini fiscali in sede di dichiarazione dei redditi, al netto dei rigiri dell'esercizio (55 milioni di euro) e da altri fenomeni di minore importo.

Il rigiro di imposte anticipate di 29 milioni di euro è essenzialmente relativo: (i) al rigiro di imposte anticipate connesso alla circostanza che per effetto del decreto legge 209/2002, nel 2002 e nel 2003 la deducibilità delle svalutazioni di partecipazioni era differita per quote costanti in cinque esercizi. La quota di competenza dell'esercizio ammonta a 510 milioni di euro con un effetto d'imposta di 168 milioni di euro; (ii) al rigiro di imposte anticipate connesso agli accantonamenti netti ai fondi rischi (55 milioni di euro). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dallo stanziamento di imposte anticipate relative: (i) agli accantonamenti netti ai fondi rischi effettuati dalla Syndial SpA inclusa nel consolidato fiscale nazionale (121 milioni di euro); (ii) alle imposte stanziate in relazione al maggior costo delle immobilizzazioni materiali e immateriali riconosciuto ai fini fiscali rispetto a quel lo che le stesse assumono ai fini civilistici (40 milioni di euro); (iii) alle differenze relative a differenze di cambio passive non realizzate (12 milioni di euro) e da altri fenomeni di minore importo.

La differenza tra il tax rate effettivo (16,65%) e teorico (35,73%), pari al 19,08%, è dovuta essenzialmente: (i) alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con un effetto sul tax rate del 18,36%); (ii) alla perdita della Syndial SpA inclusa nel consolidato fiscale nazionale (con un effetto del 3,57%); (iii) all'effetto netto della cessione di partecipazioni in regime di partecipation exemption (con un effetto del 2,23%). Questi effetti sono in parte assorbiti: (i) dalla svalutazione di partecipazioni non deducibile (con un effetto del 3,79%); (ii) dallo stanziamento di oneri a fronte di sanzioni dell'Antitrust (con un effetto del 0,77%).

Stato Patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento.

Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio.

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006	Variazione
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	4.954	5.507	553
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.766	1.701	(65)
Attività immateriali	858	948	90
Partecipazioni	20.805	21.086	281
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	29	28	(1)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(445)	(313)	132
	27.967	28.957	990
Capitale di esercizio netto	95	(23)	(118)
Fondi per benefici ai dipendenti	(255)	(308)	(53)
Capitale investito netto	27.807	28.626	819
Patrimonio netto	26.872	26.935	63
Indebitamento finanziario netto	935	1.691	756
Coperture	27.807	28.626	819

Immobili, impianti e macchinari e attività immateriali

L'analisi della variazione degli immobili, impianti e macchinari e delle attività immateriali è la seguente:

	Immobili, impianti e macchinari	Attività immateriali	Totale
(milioni di euro)			
Saldo al 31 dicembre 2005	4.954	858	5.812
Investimenti	806	285	1.091
Ammortamenti e svalutazioni (*)	(638)	(193)	(831)
Cessioni, radiazioni e conferimenti di rami d'azienda	(263)	(2)	(265)
Altre variazioni	648		648
Saldo al 31 dicembre 2006	5.507	948	6.455

^(*) Al lordo delle capitalizzazioni.

Le altre variazioni delle immobilizzazioni materiali (648 milioni di euro) riguardano essenzialmente la revisione delle stime dei accessi per abbandono e ripristino siti degli impianti a mare della Divisione Exploration & Production.

71996_532

Partecipazioni

Le partecipazioni (21.086 milioni di euro) sono aumentate di 281 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

Partecipazioni al 31 dicembre 2005	20.80
Incrementi per:	
Interventi sul capitale	
Syndial SpA	927
Eni Insurance Ltd	100
Agenzia Giornalistica Italia SpA	8
Acquisizioni	1.035
Siciliana Gas SpA (1)	99
Polimeri Europa SpA	14
Tecnomare SpA	
EniTecnologie SpA	
	128
Altri incrementi	120
talgas SpA (conferimento) (1)	120
Società Oleodotti Meridionali SpA (conferimento)	60
Toscana Energia Clienti SpA (2)	34
Siciliana Gas Clienti SpA (1)	4
Decrementi per:	218
Cessioni	
5namprogetti SpA	(91)
ocietà Oleodotti Meridionali SpA	(18)
nergy Maintenance Services SpA	(5)
	(114)
ivalutazioni e altri oneri	
yndial SpA	(678)
igat Zrt	(108)
eoc SpA	(10)
genzia Giornalistica Italia SpA	(4)
ltre	(1)
ltri decrementi	
iciliana Gas SpA (conferimento) (1)	PAOLO
orentina Gas Clienti SpA (2)	
niTecnologie SpA (fusione)	124) 135 12 12 12 12 12 12 12 12 12 12 12 12 12
micerioragic oprit(indinite)	
artecipazioni al 31 dicembre 2006	1 (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1
) Informazioni sul riassetto societario della Siciliana Gas SpA, Siciliana Gas Clienti SpA e dell'Italgas SpA s) Informazioni sul riassetto societario della Fiorentina Gas Clienti SpA e della Toscana Energia Clienti SpA	iono indicate al punto n. 10 delle Note al bilagoio di esercizio.

Informazioni in ordine alle imprese controllate e collegate partecipate al 31 dicembre 2006, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono fornite nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni", che fa parte integrante delle Note al bilancio di esercizio.

Le partecipazioni al 31 dicembre 2006 sono analizzate nella tabella seguente:

(milioni di euro)	Valore netto
Eni International BV	4.874
Eni Investments Plc	3.926
italgas SpA	2.135
Snam Rete Gas SpA	1.991
Polimeri Europa SpA	1,393
Stoccaggi Gas Italia SpA	1.136
EniPower SpA	955
Eni Portugal Investment SpA	716
Eni Petroleum Co Inc	649
Unión Fenosa Gas SA	442
Syndial SpA	372
LNG Shipping SpA	285
Enifin SpA	253
Sofid SpA	241
Eni Hellas SpA	198
Saipem SpA	182
Raffineria di Milazzo SCpA	170
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	133
Raffineria di Gela SpA	123
Tigaz Zrt	116
Eni Insurance Ltd	100
Inversora de Gas Cuyana SA	75
Praoil Oleodotti Italiani SpA	74
Distribuidora de Gas del Centro SA	60
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	51
Altre (inferiori a 50 milioni di euro)	436
	21.086

Capitale di esercizio netto

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006	Variazione
Crediti commerciali (1)	8.025	7.854	(171)
Rimanenze	1.312	1.896	584
Debiti commerciali	(5.792)	(5.921)	(129)
Crediti/Debiti tributaçi e Fondo imposte netto	(467)	(31)	436
Fondi per rischi ed oneri	(2.548)	(3.220)	(672)
Altre attività (passività) nette di esercizio (1)	(435)	(601)	(166)
	95	(23)	(118)

⁽¹⁾ I valori del 2005 sono stati oggetto di riclassifica a seguito essenzialmente della diversa rappresentazione dei crediti per attività in joint venture e delle note credito emesse nei confronti di utenti gas.

I crediti commerciali di 7.854 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla vendita di gas naturale (4.380 milioni di euro) e prodotti petroliferi (3.165 milioni di euro). La riduzione dei crediti commerciali è connessa essenzialmente alla diminuzione dei volumi venduti di greggi e prodotti petroliferi e alla diminuzione dei prezzi di vendita dei greggi e dei prodotti petroliferi espressi in euro nelle ultime settimane del 2006.

Le rimanenze di 1.896 milioni di euro, costituite essenzialmente da greggio, da prodotti petroliferi e da gas naturale, sono aumentate di 584 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'immissione di gas a magazzino, in parte assorbito dalla riduzione di valore delle scorte di greggi e prodotti petroliferi.

I debiti commerciali di 5.921 milioni di euro sono aumentati di 129 milioni di euro a seguito principalmente dell'aumento dei prezzi medi di acquisto del gas connesso all'incremento dei parametri energetici di riferimento.

I crediti/debiti tributari e il fondo imposte netto di 31 milioni di euro sono costituiti da crediti tributari per 932 milioni di euro,

da debiti tributari per 853 milioni di euro e dal fondo imposte differito netto per 110 milioni di euro. Per informazioni sulle singole voci si rinvia alle Note al bilancio di esercizio.

I fondi per rischi e oneri (3.220 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) il fondo smantellamento e ripristino siti (1.458 milioni di euro); (ii) il fondo rischi e oneri ambientali (459 milioni di euro); (iii) il fondo per gli oneri derivanti dalla sanzione amministrativa comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato il 15 febbraio 2006 (295 milioni di euro); (iv) il fondo rischi a fronte della delibera 248/2004 e successive dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (136 milioni di euro); (v) il fondo dismissioni e ristrutturazioni (125 milioni di euro); (vi) il fondo costituito a fronte della valutazione degli sconti su tariffe di trasporto che, sulla base delle disposizioni della delibera 120/2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono da riconoscere a clienti che hanno versato contributi di allacciamento (120 milioni di euro); (vii) il fondo rischi per la sanzione comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato in relazione all'istruttoria sui rifornimenti di jet fuel (118 milioni di euro). Le altre passività nette d'esercizio, pari a 601 milioni di euro, sono costituite principalmente dalle quote di competenza dei futuri esercizi dei proventi di natura pluriennale riconosciuti da società estere per la rinegoziazione di contratti di trasporto di gas naturale (272 milioni di euro), da debiti verso il personale (136 milioni di euro) e da depositi cauzionali (141 milioni di euro).

Patrimonio netto

	26.872
	20.612
5.821	
14	
	5.917
	····
(2.400)	
	
	(5.854)
()	76 935
	5.821 82 14 (2.400) (2.210) (1.241) (3)

Indebitamento (disponibilità) finanziarie nette

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2006 (1.691 milioni di euro) è analizzato nella tabella seg

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006	Serial offer
Debiti finanziari e obbligazioni	2.943	2.75(1	1000
Disponibilità liquide	(749)	(812)	
Titoli non strumentali all'attività operativa	(235)	(285)	WON NOW
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.024)	713/	1.011
	935	1/69/	756

Il peggioramento della posizione finanziaria netta di 756 milioni di euro è dovuto essenzialmente: (i) al pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2005 di 0,55 euro per azione (2.400 milioni di euro); (ii) al pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2006 di 0,60 euro per azione, deliberato il 21 settembre 2006 dal Consiglio di Amministrazione e messo in pagamento a partire dal 26 ottobre 2006 (2.210 milioni di euro); (iii) all'acquisto di azioni proprie (1.241 milioni di euro); (iv) al pagamento delle imposte sul reddito al netto dei rimborsi (1.166 milioni di euro); (v) agli investimenti in partecipazioni (1.163 milioni di euro), (vi) agli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (1.091 milioni di euro), solo in parte compensata dal flusso di cassa netto dell'attività di esercizio (7.054 milioni di euro) e dall'incasso del credito finanziario a breve termine verso Enifin SpA scaduto nell'anno e non successivamente rinnovato (1.011 milioni di euro).

l titoli (235 milioni di euro) sono relativi a Certificati di Credito del Tesoro ottenuti a rimborso di crediti d'imposta.

Le disponibilità di 812 milioni di euro sono depositate essenzialmente presso Enifin SpA (766 milioni di euro).

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 13 milioni di euro riguardano essenzialmente un credito finanziario a breve termine verso Enifin SpA.

Rendiconto finanziario

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema obbligatorio al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inzio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il free clash flow cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free clash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie), nonchè gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti derivanti dalle operazioni "straordinarie" (es. fusioni, conferimenti, etc.); (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonchè gli effetti sull'indebitamento finanziario netto derivanti dalle operazioni "straordinarie" (es. fusioni, conferimenti, etc.).

(milioni di euro)	2005	2006
Utile dell'esercizio	6.042	5.821
a rettifica:		
- ammortamenti e altri componenti non monetarie	1.873	1.881
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(252)	(12)
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	(2.162)	(2.923)
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	5.501	4.767
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(658)	(650)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	2.396	2.937
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	7.239	7.054
Investimenti tecnici	(899)	(1.091)
Investimenti in partecipazioni e titoli	(938)	(1.163)
Dismissioni	805	262
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(61)	(144)
Free cash flow	6.146	4.918
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	33	1.011
Variazione debiti finanziari a breve e lungo	93	(113)
Flusso di cassa del capitale proprio	(6.104)	(5.776)
Altre variazioni		23
FLUSSO DI CASSA NETTO DELL'ESERCIZIO	168	63
Free cash flow	6.146	4.918
Indebitamento finanziario netto rami d'azienda acquistiti e disinvestiti	54	59
Flusso di cassa del capitale proprio	(6.104)	(5.776)
Altre variazioni		43
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	96	(756)

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

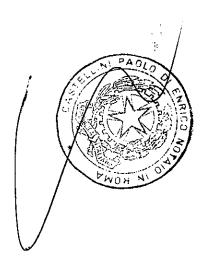
(milioni di euro)		31	.12.2005	31.12.2006		
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al bilancio di esercizio	Vafori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	
Capitale immobilizzato				··········		
Immobili, impianti e macchinari			4.954		5.507	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.766		1.701	
Attività immateriali			858		948	
Partecipazioni			20.805	-	21.086	
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	v. nota 11 "Altre attività finanziarie"		29		21.000	
Debiti netti relativi all'attività di investimento:			(445)		(313)	
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	v. nota 3 "Crediti commerciali e altri crediti"	15	(113)	18	(313)	
- debiti relativi all'attività di investimento	v. nota 15 "Debiti commerciali e altri debiti"	(460)		(331)		
Totale capitale immobilizzato		(111)	27.967	(331)	28.957	
Capitale di esercizio netto					~0.551	
Rimanenze			1.312		1.896	
Crediti commerciali	v. nota 3 "Crediti commerciali e altri crediti"		8.025		7.854	
Debiti commerciali	v. nota 15 "Debiti commerciali e altri debiti"		(5.792)	-	(5.921)	
Debiti tributari e fondo imposte netto, composto da:			(467)	·	(31)	
- passività per imposte correnti		(1.158)		(852)	(+.)	
- passività per imposte differite		(132)		(110)		
- attività per imposte correnti		58		155		
- altre attività (non correnti)	v. nota 12 "Altre attività non correnti"			776		
Fondi per rischi ed oneri			(2.548)		(3.220)	
Altre attività (passività) di esercizio, composte da:			(435)		(601)	
- altri crediti	v. nota 3 "Crediti commerciali e altri crediti"	350	(1.00)	347	(00.)	
- altre attīvità (correnti)	v. nota 6 "Altre attività correnti"	87		83	/	
- altre attività (non correnti)	v. nota 12 "Altre attività non correnti"	51	······································	79/1	PAOL	
- acconti e anticipi, altri debiti	v. nota 15 "Debiti commerciali e altri debiti"	(435)		(5)K) (1)		
- altre passività (correnti)	v. nota 17 "Altre passività correnti"	(38)		(60)2	W 76	
- altre passività (non correnti)	v. nota 22 "Altre passività non correnti	· · · · ·		(A37)5-	< 7 10 C	
otale Capitale di esercizio netto		(/	95 /	1 1 20 1 2 1	V 4327	
ondi per benefici ai dipendenti			(255)		(308)	
apitale investito netto			27.807		28.626	
atrimonio netto			26.872	1	30435	
ndebitamento finanziario netto (disponibilità)				/	0 200938	
- passività finanziarie a lungo termine		2.448		2.401		
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		140		30		
- passività finanziarie a breve termine		355		320		
dedurre:		333		320		
- disponibilità liquide ed equivalenti		(749)		(012)		
- titoli non strumentali all'attività operativa	v. nota 2 "Altre attivită finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita"			(812)		
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	v. nota 3 "Crediti commerciali e altri crediti"	(1.011)		(235)		
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	v. nota 11 "Altre attività finanziarie non correnti"	(13)		(12)		
otale Indebitamento finanziario netto		(.~)	935	(14)	1.691	
operture			27.807		28.626	

Rendiconto finanziario riclassificato

(milioni di euro)	3.	1.12.2005	31.12.2006		
Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	
Utile netto		6.042		5.821	
a rettifica:				*****	
- ammortamenti e altri componenti non monetari:	•	1.873		1.881	
. ammortamenti	867		825		
. svalutazioni (rivalutazioni) nette	242		947		
. variazioni fondi per rischi e oneri	749		70		
. variazioni fondi per benefici ai dipendenti	15		39	<u>-</u>	
- plusvalenze nette su cessione di attività		(252)		(12)	
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni:		(2.162)		(2.923)	
. dívidendi	(3.531)	<u> </u>	(4.063)	(2.323)	
. interessi attivi	(102)	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	(138)	······································	
. interessi passivi	95		98	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	
. differenze cambio			3		
. imposte sul reddito del periodo, correnti, differite e anticipate	1.371		1.163		
. altre variazioni	5		1.103		
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio		5.501	14	4.767	
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione:		(658)			
- rimanenze	(990)	(038)	(600)	(650)	
- crediti commerciali e diversi	(1.726)		(609)		
- altre attività			91		
- debiti commerciali e diversi	(15) 2.102		(110)		
- altre passività			293		
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:	(29)	2.200	(315)	2.025	
- dividendi incassati	3 531	2.396	4000	2.937	
- interessi incassati	3.531		4.063	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	
- interessi pagati	101		138		
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(102)		(98)		
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	(1.134)		(1.166)		
Investimenti tecnici:		7.239		7.054	
- immobilizzazioni immateriali		(899)		(1.091)	
	(123)		(285)		
- immobilizzazioni materiali	(776)		(806)		
Investimenti in partecipazioni		(938)		(1.163)	
Dismissioni:		805		262	
- immobilizzazioni immateriali	3		138		
- immobilizzazioni materiali	29		2		
" - rami d'azienda '	(20)				
- partecipazioni	793		122		
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		(61)		(144)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(61)		(142)	-	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	33		1.011		
- variazione debiti e crediti all'attività di disinvestimento			(2)		
- riclassifica: disinvestimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(33)	·	(1.011)		
Free cash flow		6.146	(11211)	4.918	
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:		33		1.011	
- riclassifica: disinvestimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	33		1.011		
,			7.011		

Rendiconto finanziario riclassificato

(milioni di euro)	31	31.12.2006		
Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Variazione debiti finanziari a breve e lungo:		93		(113)
- assunzione debiti finanziari a lungo termine	4		62	
- rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(83)		(140)	
- incremento (decremento di debiti finanziari) a breve termine	172		(35)	
Flusso di cassa del capitale proprio:		(6.104)		(5.776)
- dividendi distribuiti	(5.070)		(4.610)	
- acquisto netto di azioni proprie	(1.034)		(1.166)	
Effetto delle fusioni				23
Flusso di cassa netto di periodo		168		63

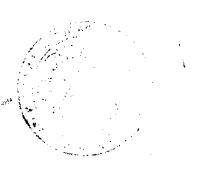


COMPENSI E ALTRE INFORMAZIONI

Ammontare dei compensi corrisposti ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob 11.971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicati nominativamente i compensi corrisposti nel 2006 dalla Società e dalle sue controllate ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno. Coerentemente alle disposizioni Consob:

- nella colonna "Emolumenti per la carica in Eni SpA" è indicata la parte fissa della remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato, il compenso fisso degli amministratori, il compenso degli amministratori per la partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio e il compenso del Presidente del Collegio Sindacale e dei sindaci effettivi;
- nella colonna "Benefici non monetari" sono indicati i fringe benefit, incluse le polizze assicurative;
- nella colonna "Bonus e altri incentivi" è indicata la parte variabile del compenso degli amministratori, della remunerazione del Presidente, della remunerazione e della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, della
 retribuzione dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche;
- nella colonna "Altri compensi" è indicata la parte fissa e altre competenze della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche, nonché le somme corrisposte a seguito di risoluzioni del rapporto di lavoro. Relativamente ai sindaci, sono indicati i compensi per cariche ricoperte in società controllate.



7 1 9 9 6 - 540

(migliaia di euro)

Nome e cognome	Carica ricoperta	Durata della carica	Scadenza della carica 🖰	Emolumenti per la carica in Eni SpA	Benefici non monetari	Bonus e altri incentivi (2)	Altri compensi	Totale
Consiglio di Amministrazione	<u> </u>	<u> </u>	<i>N</i> 0	M 27.22		- B.E	₹ 0	
Roberto Poli	Presidente	01.01-31.12	30.05.08	765	15	415		1.195
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato	······································						11133
	e Direttore Generale	01.01-31.12	30.05.08	430	62	834(3)	1.014	2.340
Alberto Clô	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	134		10		144
Renzo Costi	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	130		10		140
Dario Fruscio	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	124		10		134
Marco Pinto	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	130		10	-	140
Mario Resca	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	128		10		138
Marco Reboa	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	134		10		144
Pierluigi Scibetta	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	130		10		140
Collegio Sindacale								
Paolo Andrea Colombo	Presidente	01.01-31.12	30.05.08	115			89(4)	204
Filippo Duodo	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.08	80			55 (5)	135
Edoardo Grisolía (6)	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.08	80				80
Riccardo Perotta	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.08	80			63 (7)	143
Giorgio Silva	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.08	80			44 (8)	124
Direttori generali								
Stefano Cao	Divisione E&P	01.01-31.12				643	966	1.609
Domenico Dispenza	Divisione G&P	01.01-31.12				386	669	1.055
Angelo Taraborrelli	Divisione R&M	01.01-31.12				400	645	1.045
Altri dirigenti con responsabilità	strategiche (9)					1.932	7.846 (10)	9.778
				2.540	77	4.680	11.391	18.688

 La carica scade con l'Assemblea che approverà il bilancio al 31 dicembre 2007.
 Relativi alle performance realizzate nel 2005.
 Importo determinato pro rata, con riferimento al periodo di carica dal 1 giugno al 31 dicembre 2005.
 Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale della Saipem e di Presidente del Collegio Sindacale di EniServizi.
 Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA, di Presidente del Collegio Sindacale del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno e di Presidente del Collegio Sindacale del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno e di Presidente del Collegio Sindacale del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due.

(6) L'emolumento per la carica è versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze.

(7) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale della Snam Rete Gas SpA e di Sindaco effettivo nell'Enifin SpA.

(8) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA e di Presidente del Collegio Sindacale TSKJ Italia Srl.

(9) Dirigenti che, nel corso dell'esercizio e insieme all'Amministratore Delegato e ai Direttori Generali delle Divisioni, sono stati componenti permanenti del Comitato di Direzione

(10) Comprende anche le somme corrisposte a seguito della risoluzione del rapporto di lavoro a due dirigenti.

Incentivo monetario differito attribuito ai componenti dell'organo di amministrazione, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Il piano di incentivazione monetaria differita 2006-2008 prevede l'attribuzione annuale di un incentivo base che sarà erogato dopo tre anni, in percentuale compresa tra zero e 170, in funzione dei risultati conseguiti nel triennio di riferimento e approvati dal Consiglio di Amministrazione (v. paragrafo "Compensi" del capitolo "Corporate governance" della Relazione sulla gestione del bilancio consolidato). Nella tabella seguente sono indicati nominativamente gli incentivi base attribuiti nell'esercizio 2006 all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, quelli attribuiti agli altri dirigenti con responsabilità strategiche.

(migliaia di euro)		
Моте е содпот		Incentivo base attribuito
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	787
Stefano Cao	Direttore Generale Divisione E&P	468
Domenico Dispenza	Direttore Generale Divisione G&P	328
Angelo Taraborrelli	Direttore Generale Divisione R&M	307
Altri dirigenti con responsabilità strategiche (1))	1.293

⁽¹⁾ Sei dirigenti.

Stock grant e stock option attribuite ai componenti dell'organo di amministrazione, ai direttori generali ed ai dirigenti con responsabilità strategiche

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nelle tabelle seguenti sono indicate nominativamente le stock grant e le stock option attribuite all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche, in applicazione dei piani di incentivazione azionaria (v. paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni"). Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2006 hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.

STOCK GRANT

Di seguito sono indicati gli impegni assunti di Eni, o da società controllate, ad assegnare a titolo gratuito azioni proprie trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno. L'indicazione del prezzo medio di esercizio per i diritti assegnati è omessa, trattandosi di azioni gratuite. Il prezzo medio indicato per i diritti esercitati è pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali del titolo Eni rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito da Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data di immissione delle azioni nel conto titoli dell'assegnatario. Nell'esercizio non sono scaduti né sono stati assegnati diritti.

		Diritti Actornuti	Diritti detenuti all'inizio dell'esercizio		Diritti esercitati nel corso dell'esercizio		Diritti detenuti alla fine dell'esercizio	
Nome e cognome		Numero diritti	Scadenza media in mesi	Numero diritti	Prezzo medio di mercato all'esercizio	Numero diritti	Scadenza media in mesi	
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato	-	-	-	-	-	-	
Stefano Cao	Direttore Generale Div. E&P	43.700	21	14.700	24,117	29.000	15	
Domenico Dispenza ⁽¹⁾	Direttore Generale Div. G&P	12.100	14	6.300	24,117	5.800	8	
		53.900 ⁽²⁾	25	-	•	53.900 (2)	13	
Angelo Taraborrelli	Direttore Generale Div. R&M	28.100	24	6.300	24,117	21.800	17	
Altri dirigenti con responsabilità stra	ategiche ⁽³⁾	111.400	21	60.500	23,748	50.900	15	

⁽¹⁾ In carica dal 1° gennaio 2006.

(3) Cinque dirigenti.

⁽²⁾ Azioni Snam Rete Gas. L'impegno è stato assunto da Snam Rete Gas nei confronti di Domenico Dispenza, Presidente della Società fino al 23 dicembre 2005.

ā

71996-542

9

STOCK OPTION

Di seguito sono indicati i diritti di acquisto (opzioni) su azioni Eni o di società controllate, esercitabili trascorsi tre anni dalla data di assegnazione. Nell'esercizio non sono scadute opzioni.

		Amministratore Delegato	Direttore Genera Divisione E&P		Direttore General Divisione G&P	Direttore General Divisione R&M	Altri dirigenti con responsabiliti strategiche (1)
Nome e cognome		Paolo Scaroni	Stefano Cao	Domenico	Dispenza ⁽²⁾	Angelo Taraborrelli	
Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio	:						
- numero opzioni		699.000	201.500	43.000	269.500 (3)	123.000	686.500
- prezzo medio di esercizio	(euro)	22,509	17,920	14,171	3,988	18,308	18,208
- scadenza media in mesi		91	82	64	85	83	79
Opzioni assegnate nel corso dell'esercizi	o:						
- numero opzioni		681.000 ⁽⁴⁾	175.500	122.500	-	115.000	552.500
- prezzo di esercizio	(euro)	23,100	23,100	23,100	-	23,100	23,100
- scadenza media in mesi		72	72	72	-	72	72
Opzioni esercitate nel corso dell'esercizione	0:						
- numero opzioni		-	62500	28.500	-	-	312.500
- prezzo medio di esercizio	(euro)	-	13,743	13,743	•	•	16,478
- prezzo medio di mercato all'esercizio	(euro)	-	23,341	24,095	-	•	23,256
Opzioni detenute alla fine dell'esercizio:							
- numero opzioni		1.380.000	314.500	137.000	269.500 (3)	238.000	926.500
- prezzo medio di esercizio	(euro)	22,801	21,641	22,244	3,988	20,624	21,709
- scadenza media in mesi		73	70	65	73	68	69

(1) Nove dirigenti.(2) In carica dal 1° gennaio 2006.

(3) Opzioni su azioni Snam Rete Gas. L'assegnazione è stata effettuata da Snam Rete Gas nei confronti di Domenico Dispenza, Presidente della Società fino al 23 dicembre 2005.
(4) L'assegnazione dell'Amministratore Delegato è stata integrata con l'attribuzione di un incentivo monetario da erogare dopo tre anni in connessione all'apprezzamento del titolo Eni, di valore corrispondente all'assegnazione di 96.000 opzioni con prezzo di esercizio di 23,100 euro e vesting period triennale.



Partecipazioni detenute dai componenti degli organi di amministrazione e controllo, dai direttori generali e dai dirigenti con responsabilità strategiche in Eni SpA e nelle società controllate

Ai sensi dell'art. 79 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicate le partecipazioni in Eni SpA e nelle società controllate che risultano detenute dai componenti degli organi di amministrazione e controllo, dai direttori generali, e dagli altri dirigenti con responsabilità strategiche, nonché dai rispettivi coniugi non legalmente separati e figli minori, direttamente o per il tramite di imprese controllate, società fiduciarie o per interposta persona, risultanti dal libro dei soci, dalle comunicazioni ricevute e da altre informazioni acquisite dagli stessi soggetti.

Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2006 hanno ricoperto le suddette cariche anche per una frazione di anno. Il numero delle azioni è indicato, per società partecipata (le azioni sono tutte "ordinarie"), per gli organi di amministrazione e controllo e direttori generali, nominativamente e, a livello aggregato, per gli altri dirigenti con responsabilità strategiche. Le persone indicate possiedono le partecipazioni a titolo di proprietà.

Nome е содпоте	Società partecipata	Numero azioni possedute al 31.12.2005	Numero azioni acquistate	Numero azioni vendute	Numero azioni possedute al 31.12.2006
Consiglio di Amministrazione					
Paolo Scaroni	Eni SpA	2.299			2.299
Renzo Costi	Eni SpA	1.350		234	1.116
Dario Fruscio	Eni SpA	1,150	1.850		3.000
Collegio sindacale					
Paolo Andrea Colombo	Eni SpA	1.650			1.650
	Snam Rete Gas SpA	2.200			2.200
Filippo Duodo	Eni SpA		2.000		2.000
Edoardo Grisolia	Eni SpA		200		200
Direttori generali					
Stefano Cao	Eni SpA	43.250	77.200 ⁽¹⁾	36.790	83.660
	Snam Rete Gas SpA	1.100			1.100
Domenico Dispenza	Eni SpA	44.615	34.800 ⁽²⁾		79.415
Angelo Taraborrelli	Eni SpA	16.000	6.300 (3)		22.300
	Snam Rete Gas SpA	2.200			2.200
Altri dirigenti con responsabilità					
strategiche (4)	Eni SpA	105,532	373.000 (5)	353.160	125,372
	Snam Rete Gas SpA	6.600			6.600

⁽¹⁾ Includono l'esercizio dei diritti assegnati sulle stock grant (14.700) e sulle stock option (62.500).

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti che consolidi nel tempo il loro apporto professionale alla realizzazione delle strategie di business e che determini la loro partecipazione al rischio di impresa e alla crescita del valore per l'azionista, nella struttura retributiva dei dirigenti sono stati introdotti piani di incentivazione di lungo termine in forma azionaria.

Ai piani di incentivazione azionaria partecipano i dirigenti¹ di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile².

Di seguito sono descritti i piani di stock grant e di stock option in essere.

⁽²⁾ Riguatdano l'esercizio dei diritti assegnati sulle stock grant (6.300) e sulle stock option (28.500).

^{(3),} Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle stock grant (6,300). (4) Sette dirigenti.

⁽³⁾ Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle stock grant (60.500) e sulle stock option (312.500) compresi gli esercizi di tutti i diritti assegnati a due dirigenti che hanno risolto il rapporto di lavoro.

⁽¹⁾ Dipendenti con rapporto di lavoro regolato da contratti collettivi nazionali di lavoro dei dirigenti o da equivalente normativa relativamente ai dipendenti di società non residenti in Italia.

⁽²⁾ Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno propri piani di incentivazione) e le loro controllate.

Stock grant

Il 30 maggio 2003 l'Assemblea ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 6,5 milioni di azioni proprie (pari allo 0,162% del capitale sociale) da attribuire nel triennio 2003-2005 ai dirigenti, previa verifica del conseguimento degli obiettivi aziendali e individuali prefissati nell'anno precedente, e ha conferito al Consiglio di Amministrazione il potere di redigere i piani di assegnazione annuali.

Il Piano di stock grant 2003-2005 prevede l'impegno ad assegnare a titolo gratuito azioni proprie entro il 45° giorno successivo al compimento del terzo anno dalla data di assunzione dell'impegno o entro il 45° giorno successivo alla data di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro; (ii) perdita del controllo da parte di Eni SpA nella società presso la quale l'assegnatario è in servizio; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda o del ramo d'azienda presso la quale/il quale l'assegnatario è in servizio; (iv) decesso dell'assegnatario. L'impegno di Eni SpA, intrasferibile inter vivos da parte dell'assegnatario, è fermo e irrevocabile e scade in caso di recesso unilaterale dal rapporto di lavoro da parte dell'assegnatario entro il termine di tre anni dalla data di assunzione dell'impegno.

Il trattamento fiscale per i soggetti fiscalmente residenti in Italia è il seguente: al momento dell'immissione delle azioni nel conto titoli intrattenuto dall'assegnatario presso un intermediario finanziario, il valore delle azioni concorre alla formazione del reddito di lavoro dipendente imponibile ai fini fiscali e contributivi; il valore imponibile è determinato sulla base della media aritmetica dei prezzi ufficiali del titolo Eni rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data dell'immissione delle azioni. La plusvalenza realizzata con la successiva vendita delle azioni è soggetta all'imposta sostitutiva del 12,50%. Per i soggetti fiscalmente non residenti in Italia si applica il regime fiscale previsto dallo Stato estero di residenza.

Il Consiglio di Amministrazione, in esercizio della delega conferitagli dall'Assemblea, ha deliberato negli anni 2003, 2004 e 2005 le attribuzioni delle stock grant e i relativi Regolamenti.

La sintesi degli impegni assunti nel periodo 2003-2005 è la seguente:

· ·	Numero dirigenti	Numero azioni
anno 2003	816	1.206.000
anno 2004	779	1.035.600
anno 2005	872	1.303.400
		3.545.000

Al 31 dicembre 2006, in attuazione del piano suddetto, sono state complessivamente assegnate n. 1.639.300 azioni, sono de duti n. 32.100 impegni e risultano ancora in essere n. 1.873.600 impegni.

L'evoluzione nel 2005 e nel 2006 dei piani di stock grant è la seguente (trattandosi di azioni gratuite il prezzo di esper

		1 4 S V 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	16/07 1 > 1
Numero di azioni	Prezzo di mercato ⁽¹⁾	Numero di azioni	di triorcato (1)
3.112.200	18,461	3.127-200	23,460
1.303.400	21,336		
(1.273.500)	23,097	(1.286.400)	23,933
(14.900)	22,390		23,338
3.127.200	23,460		25,520
38.700	23,460	156.700	25,520
	3.112.200 1.303.400 (1.273.500) (14.900) 3.127.200	di azioni di mercato (1) 3.112.200 18,461 1.303.400 21,336 (1.273.500) 23,097 (14.900) 22,390 3.127.200 23,460	di azioni di mercato (1) di azioni 3.112.200 18,461 3.127-200 1.303.400 21,336 (1.273.500) 23,097 (1.286.400) (14.900) 22,390 17/200) 3.127.200 23,460 1.873.600

(1) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data della delibera di assegnazione del Consiglio di Amministrazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario per l'emissione/trasferimento delle azioni; (iii) la data di recesso unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti. Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Stock option

I piani di stock option in essere prevedono l'assegnazione a titolo gratuito di diritti di acquisto su azioni Eni ai dirigenti che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati o che sono di interesse strategico.

I diritti di opzione danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, in un rapporto di 1:1, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione o (dal 2003), se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione.

Per effetto delle modifiche normative intervenute nel corso del 2006, il trattamento fiscale per i soggetti residenti in Italia è il seguente: (i) per le opzioni esercitate fino al 4 luglio 2006 la differenza tra il valore di mercato delle azioni al momento dell'esercizio delle opzioni e il relativo prezzo di esercizio non concorre alla formazione del reddito complessivo imponibile soggetto ad aliquota progressiva; (ii) per le opzioni esercitate dal 5 luglio 2006 al 2 ottobre 2006 la stessa differenza non concorre alla formazione del reddito complessivo imponibile soggetto ad aliquota progressiva se, con riferimento a ciascun assegnatario, il valore delle azioni complessivamente assegnate in ciascun anno non è superiore alla retribuzione annua lorda dell'anno precedente e se le azioni non sono cedute o costituite in garanzia prima che siano decorsi cinque anni dalla data di assegnazione delle stesse; (iii) per le opzioni esercitate dal 3 ottobre 2006 la stessa differenza non concorre alla formazione del reddito complessivo imponibile soggetto ad aliquota progressiva se l'opzione è esercitabile dopo tre anni dall'offerta, la società emittente è quotata nei mercati regolamentati e l'assegnatario mantiene un investimento nelle relative azioni non inferiore a tale differenza, senza costituirlo in garanzia, nei cinque anni successivi all'esercizio delle opzioni. In tutti i casi, la plusvalenza realizzata con la successiva vendita delle azioni, qualora non abbia concorso alla formazione del reddito complessivo nei casi sub. (ii) e (iii) è soggetta ad imposta sostitutiva con aliquota del 12,50%. Per i soggetti non residenti in Italia si applica il regime fiscale previsto dallo Stato estero di residenza.

PIANI 2002-2004 E 2005

Il 30 maggio 2002 l'Assemblea ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 15 milioni di azioni proprie (pari allo 0,375% del capitale sociale) al servizio del Piano di stock option 2002-2004. Il 27 maggio 2005 l'Assemblea ha successivamente autorizzato a disporre fino a un massimo di 5.443.400 azioni proprie (pari allo 0,136% del capitale sociale) al servizio del Piano di stock option 2005 (di cui n. 2.785.000 azioni proprie non utilizzate nell'ambito delle assegnazioni annuali del Piano di stock option 2002-2004 e n. 2.658.400 azioni proprie disponibili dal Piano di stock grant 2003-2005).

Il Consiglio di Amministrazione, in esercizio della delega conferitagli dall'Assemblea, ha annualmente deliberato: (i) l'assegnazione annuale delle stock option; (ii) il relativo Regolamento; (iii) i criteri per l'individuazione degli assegnatari. Il Consiglio, inoltre, ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre di ogni anno gli assegnatari sulla base dei criteri approvati. Le opzioni possono essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (vesting period) e per un periodo massimo di cinque anni; decorsi otto anni dalla data di assegnazione, le opzioni non esercitate decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario.

Nei casi diviti) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro; (ii) perdita del controllo da parte di Eni SpA nella società presso la quale l'assegnatario è in servizio; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda o del ramo d'azienda presso la quale/il quale l'assegnatario è in servizio; (iv) decesso dell'assegnatario, l'assegnatario, o i suoi eredi, conservano il diritto di esercitare le opzioni entro sei mesi dal verificarsi dell'evento. In caso di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro nel corso del vesting period, le opzioni decadono.

La sintesi delle assegnazioni effettuate nel periodo 2002-2005 è la seguente:

	Numero dirigenti	Prezzo di esercizio (euro)	Vumero opzíoni
anno 2002	314	15,216 ⁽¹⁾	3.518.500
anno 2003	376	13,743 (2)	4.703.000
anno 2004	381	16,576 (1)	3.993.500
anno 2005	388	22,512 ⁽³⁾	4.818.500
			17.033.500

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

(3) Media ponderata delle medie aritmetiche 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).

Al 31 dicembre 2006, in attuazione dei piani suddetti, risultano complessivamente esercitate n. 8.403.600 opzioni, decadute n. 319.500 opzioni e in essere n. 8.310.400 opzioni.

PIANO 2006-2008

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

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

Il 27 luglio 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato: (i) l'assegnazione 2006 del Piano; (ii) il relativo Regolamento; (iii) i criteri per l'individuazione degli assegnatari. Il Consiglio, inoltre, ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre gli assegnatari sulla base dei criteri approvati.

Le opzioni potranno essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (vesting period) e per un periodo massimo di tre anni; decorsi sei anni dalla data di assegnazione, le opzioni non esercitate decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario. Nei casi di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro dell'assegnatario; (ii) perdita del controllo da parte di Eni SpA nella Società di cui l'assegnatario è dipendente; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda (o del ramo d'azienda) di cui l'assegnatario è dipendente; (iv) decesso dell'assegnatario, lo stesso o gli eredi conservano per nove mesi il diritto di esercitare le opzioni in misura proporzionale al periodo trascorso tra l'assegnazione e il verificarsi dei suddetti eventi. Nei casi di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro, se l'evento accade nel corso del vesting period, le opzioni decadono; se l'evento accade dopo il vesting period, le opzioni sono esercitabili entro tre mesi.

Al 31 dicembre 2006 sono state assegnate complessivamente n. 7.050.000 opzioni a 338 dirigenti, con prezzo di esercizio corrispondente alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione. La media di tali prezzi, ponderata per le quantità assegnate, corrisponde a 23,119 euro; alla stessa data non risultano diritti esercitati, mentre per effetto di risoluzioni consensuali del rapporto di lavoro risultano esercitabili n. 30.000 opzioni e decadute n. 70.000 opzioni.

L'evoluzione nel 2005 e 2006 dei piani di stock option è la seguente:

					2006			
(euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato ⁽¹⁾	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo /		
Diritti esistenti al 1º gennaio	11.789.000	15,111	18,461	13.379.600	17,705	23,460		
Nuovi diritti assegnati	4.818.500	22,512	22,512	7.050,000	23,119	23,119		
Diritti esercitati nel periodo	(3.106.400)	15,364	22,485	(4.943,200)	15,111/	23,51		
Diritti decaduti nel periodo	(121.500)	16,530	23,100	(196.000)	19,119	23,797		
Diritti esistenti al 31 dicembre	13.379.600	17,705	23,460	15,290,400	21 422			
di cui esercitabili al 31 dicembre	1.540.600	16,104	23,460	1.622.900	16 190	arc.		

(1) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo, corrisponde alla media, ponderata per il numero delle aporti del loro valvit di maca (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione per il diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti all'inizio e ime periodo è puntuale di indicada.

Azioni proprie e di società controllanti

Il 25 maggio 2006 l'Assemblea degli azionisti di Eni, al fine di accrescere il valore per l'Azionista, ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del codice civile, a proseguire, per un periodo di 18 mesi dalla data di deliberazione assembleare, nel programma di acquisto di azioni proprie fino a raggiungere il massimo di 400 milioni di azioni del valore nominale di un euro e fino all'ammontare complessivo massimo di 7,4 miliardi di euro, comprensivi delle azioni in portafoglio alla data dell'Assemblea (300,1 milioni di azioni). Gli acquisti sono effettuati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA per prezzo non inferiore al loro valore nominale e non superiore del 5% rispetto al prezzo di riferimento registrato nel giorno di borsa precedente ogni singolo acquisto.

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, comma 2, punti 3 e 4, del codice civile, le azioni proprie in portafoglio alla data del 31 dicembre 2006 sono analizzate nella tabella seguente:

Numero azioni	Costo medio (euro)	Costo complessivo (milioni di euro)	Capitale sociale (%)
44.381.500	12,924	574	1,11
109.999.326	13,584	1.494	2,75
52.256.742	14,743	771	1,30
23.944.898	13,761	329	0,60
4.230.235	16,597	70	0,10
47.064.587	21,966	1.034	1,18
53.125.491	23,354 (1)	1.241	1,33
335.002.779	16,455	5.513	8,36
		·-	
(13)			
(1.639.300)			
(8.403.600)			
324.959.866			
	44.381.500 109.999.326 52.256.742 23.944.898 4.230.235 47.064.587 53.125.491 335.002.779 (13) (1.639.300) (8.403.600)	\$\frac{\mathbf{k}}{\mathbf{g}}\$\frac{\mathbf{k}}{\mathbf{g}}\$\frac{\mathbf{k}}{\mathbf{g}}\$\frac{\mathbf{g}}{\mathbf{g}}\$\frac	44.381.500 12,924 574 109.999.326 13,584 1.494 52.256.742 14,743 771 23.944.898 13,761 329 4.230.235 16,597 70 47.064.587 21,966 1.034 53.125.491 23,354 (1) 1.241 335.002.779 16,455 5.513 (13) (1.639.300)

⁽¹⁾ Nel 2006 la quotazione media dei prezzi ufficiali ponderata con i volumi è stata di 23, 642 euro.

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, comma 2, punti 3 e 4, del codice civile, si rappresenta che la Società è controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze.

Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate, individuate dello IAS 24, riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate e collegate nonchè con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte dell' ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono compiute nell'interesse della Società. Gli amministratori, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategiche dichiarano semestralmente l'eventuale esecuzione di operazioni effettuate con Eni SpA e con le imprese controllate dalla stessa, anche per interposta persona o da soggetti a essi riconducibili, secondo le disposizioni dello IAS 24.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria con le parti correlate, la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti, nonchè l'incidenza di tali rapporti e operazioni sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari sono evidenziati alla nota n. 34 delle Note al bilancio di esercizio.

Andamento della gestione delle società controllate

Per le informazioni sull'andamento della gestione nei settori in cui la società opera in tutto o in parte attraverso imprese controllate si rinvia al contenuto dei paragrafi "Andamento operativo" e "Commento ai risultati economico finanziari" del bilancio consolidato.

Gestione dei rischi d'impresa

Le informazioni relative alla gestione dei rischi d'impresa sono illustrate nelle Note al bilancio consolidato.

Dichiarazione ai sensi del decreto legislativo del 30 giugno 2003, n. 196

L'Amministratore Delegato, in qualità di titolare del trattamento dei dati personali di Eni, dichiara che è stato aggiornato il documento programmatico sulla sicurezza della Corporate ai sensi del D.Lgs. 30 giugno 2003, n. 196; analoghe dichiarazioni sono state rilasciate dai Direttori Generali delle Divisioni Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, comma 4 del codice civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie: San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;

San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Dal 2° gennaio 2007 hanno avuto efficacia le fusioni di Eni Portugal Investment SpA e dell'Enifin - Società Finanziaria Eni SpA, pertanto le operazioni delle società saranno imputate al bilancio 2007 di Eni SpA, anche ai fini fiscali, con decorrenza 1° gennaio 2007. Informazioni più dettagliate sono fornite nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" delle Note al bilancio di esercizio.

Altri fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nella Relazione sulla gestione al bilancio consolidato – Andamento operativo.

Evoluzione prevedibile della gestione

Divisione Exploration & Production

Nel 2007 sono previsti investimenti tecnici di circa 500 milioni di euro.

L'attività esplorativa sarà concentrata prevalentemente sui temi a gas nelle aree padano-appenniniche, nell'onshore siciliano e nell'offshore adriatico e sui temi a olio in prossimità ad aree in produzione nella Pianura Padana e in Sicilia.

L'attività di sviluppo sarà volta all'ottimizzazione del recupero del potenziale minerario residuo di aree in produzione in particolare attraverso la realizzazione di un sea-line addizionale per la gestione ottimale dei campi collegati alla centrale di Fano, interventi di side track/infilling dei giacimenti situati nell'offshore adriatico, alla valorizzazione di nuove riserve e alla prosecuzione della realizzazione del progetto di sviluppo della Val d'Agri. Gli sviluppi con tema a olio riguarderanno il progetto Miglianico con avvio della produzione atteso nel 2008. Per i temi a gas, è prevista l'ultimazione dello sviluppo dei giacimenti Tea/Arnica/Lavanda d'dell'area sud-est del campo di Candela entrambi con avvio della produzione atteso nel 2007 e l'inizio del progetto Anpamaria con avvio della produzione atteso nel 2009.

La produzione di idrocarburi nel 2007 è attesa in flessione di circa il 6% a seguito del declino produttivo di giacimente di programmate attività di contrasto del declino produttivo (allacciamento pozzi/side traccipazione nella concessione Val d'Agri.

Divisione Gas & Power

Nel 2007 proseguirà l'attuazione della strategia di crescita delle vendite di gas in Europa e di difesa dei volum di vendita Bacimargini commerciali sul mercato italiano.

L'impegno per la crescita sul mercato europeo è articolato su più azioni: (i) crescita della posizione sui mercati attrattivi e in rapido sviluppo come la Penisola Iberica, la Germania e la Francia, facendo leva sull'ampia disponibilità di gas sia di produzione sia approvvigionato sulla base di contratti di lungo termine, nonché sulla flessibilità operativa assicurata da un'estesa e ramificata rete di gasdotti e dalla disponibilità di capacità di stoccaggio; (ii) sviluppo delle attività di vendita di GNL collegate alla valorizzazione del gas equity; (iii) sviluppo dei servizi di logistica a supporto delle vendite.

Per cogliere i risultati attesi nel mercato italiano, proseguirà l'impegno nell'attuazione di una strategia commerciale focalizzata sul cliente. A tale scopo, le politiche commerciali sono finalizzate a migliorare la qualità dell'offerta in termini di incremento delle opzioni a disposizione del cliente, facendo leva in particolare sullo sviluppo dell'offerta integrata gas-elettrico. Inoltre, il

pieno ed efficace utilizzo delle piattaforme informatiche di supporto alla forza vendita e dei diversi strumenti di colloquio interattivo con i clienti consentirà di rafforzare il rapporto con il mercato, di migliorare il grado di conoscenza e di far meglio apprezzare i servizi innovativi di tipo energetico e informatico. Al fine di ottenere un vantaggio competitivo nel mercato finale, la Divisione perseguirà l'ottimizzazione delle attività commerciali e il continuo incremento dell'efficienza.

Per il 2007 i volumi di gas naturale venduti complessivamente in Italia e nel resto d'Europa in condizioni climatiche normali sono previsti aumentare del 3% rispetto al 2006 (inclusi i volumi venduti a società controllate per autoconsumo) per effetto della crescita attesa sui mercati europei e delle maggiori vendite previste in Italia al settore termoelettrico.

Divisione Refining & Marketing

Nel 2007 sono previsti investimenti tecnici di circa 900 milioni di euro riguardanti essenzialmente: (i) l'attività di raffinazione e logistica, in particolare i progetti di realizzazione di nuove unità di conversione presso le raffinerie di Sannazzaro e di Taranto, nonché il progetto di realizzazione di due nuovi oleodotti per collegare la raffineria di Taranto con un nuovo deposito in Campania e con l'impianto petrolchimico della Polimeri Europa di Brindisi; (ii) il potenziamento e la ristrutturazione della rete di distribuzione di carburanti, in particolare interventi su stazioni di servizio autostradali e sui serbatoi; (iii) il rispetto degli obblighi di legge in materia di salute, sicurezza e ambiente.

Le lavorazioni in conto proprio sono previste in lieve flessione rispetto al 2006 (33,35 milioni di tonnellate nel 2006) per effetto essenzialmente della cessazione del contratto di lavorazione sulla raffineria di terzi di Priolo, il cui impatto sarà compensato dalle maggiori lavorazioni programmate sulle raffinerie di Gela, di Livorno e di Sannazzaro.

Le vendite sulla rete sono in aumento rispetto al 2006 (8,66 milioni di tonnellate nel 2006) in relazione alle azioni commerciali programmate.

■ Informativa ai sensi della deliberazione n. 310 del 21 dicembre 2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Eni SpA opera, oltre che nelle attività di ricerca, esplorazione e produzione di idrocarburi, vendita di gas naturale e raffinazione e vendita di prodotti petroliferi, nel settore dell'energia elettrica. Poiché cede a terzi quantitativi di energia superiori a 400 GWh rientra nel disposto della delibera n. 310/2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (delibera). Le centrali di cogenerazione per la produzione di energia elettrica di Eni SpA sono le seguenti:

(megawatt)	
Ubicazione	Potenza installata complessiva
a) Rotello (CB) due centrali	20
b) Raffineria di Venezia (VE)	35
Raffineria di Sannazzaro (PV)	89
Centro olio di Val d'Agri (PZ)	36

Nel 2006 la produzione totale di energia elettrica ottenuta è stata di 1.048 milioni di chilowattora.

La produzione ottenuta nel 2006 presso le centrali sub a), al netto dell'autoconsumo, è stata di 149 milioni di chilowattora (158 milioni di chilowattora al 31 dicembre 2005) ed è stata integralmente venduta al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA per un corrispettivo di 18 milioni di euro (15 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

La produzione ottenuta presso le centrali sub b) si inquadra nell'ambito dell'autoproduzione, ed è ottenuta in impianti cogenerativi che, con riferimento alle condizioni nominali d'esercizio, presentano un rapporto tra la quantità di energia elettrica e la quantità di energia termica prodotte in assetto cogenerativo inferiore a uno.

Al fine di ottemperare a quanto disposto dalla delibera, sono stati redatti i prospetti di separazione contabile per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2006. I criteri di valutazione adottati per la predisposizione della specifica informativa sono gli stessi previsti per il bilancio di esercizio. Gli schemi sono quelli previsti dall'allegato 1 della delibera che, a partire dal 2006, si differenziano da quelli utilizzati per la redazione del bilancio di Eni SpA (schemi *IFRS*); per tale motivo gli stessi sono stati alimentati sulla base delle seguenti indicazioni: a) sono state alimentate solo le voci che sono presenti anche sullo schema *IFRS*; b) qualora lo schema *IFRS* preveda solo alcune delle sottovoci previste dall'allegato 1, il valore residuale è stato allocato sulla voce principale; c) qualora i valori dello schema *IFRS* trovassero allocazione su più voci dell'allegato 1, i valori sono stati aggregati sulla voce principale. Per la separazione tra le diverse attività, le voci dell'attivo e del passivo dello stato patrimoniale sono state suddivise secondo il criterio guida dei centri di costo dalla contabilità. Ai sensi del disposto dell'art. 4, comma 10, lettera a) della delibera le attività svolte dalle centrali sub b) sono inquadrate nell'ambito delle "Altre attività".

STATO PATRIMONIALE AL 31.12.2006 RIPARTITO PER ATTIVITÀ

	Produzione	व्यव	_	·=	Non attribuibili	\$
	odu	Attività residue	Totale	Elisioni	es Ē	Totale soggetto
(milioni di euro)		4 2	<u> </u>	₩	Z 76	<u>~~</u>
ATTIVO						
Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti						
Immobilizzazioni:						
Immobilizzazioni immateriali:		948	948			948
costi di ricerca e sviluppo						
diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno						
concessioni, licenze, marchi e diritti simili						
avviamento						
immobilizzazioni in corso e acconti						
altre						
Totale		948	948			948
Immobilizzazioni materiali:	7	7.201	7.208			7.208
terreni e fabbricati						
impianti e macchinario						
attrezzature industriali e commerciali						
altri beni						
immobilizzazioni in corso e acconti						
Totale	7	7.201	7.208		•	7.208
Immobilizzazioni finanziarie:		21	21		21.106	21.127
partecipazioni in:						
- imprese controllate						
- imprese collegate e a controllo congiunto						
- altre imprese						
crediti:						
- verso imprese controllate:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
- verso imprese collegate:						
importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
- verso altri: , / i						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
altri titoli				-		
azioni progrie						
(Totale 10 10 10 10 10 10 10 10 10 10 10 10 10		21	21		21.106	21.127
Totale immobilizzazioni	7	8.170	8.177		21.106	29.283

(militari di acces)	Produzione	Attività residue	Totale	Elisioni Non attribuibili	Totale soggetto
(milioni di euro) Attivo circolante:	<u> </u>	₹ 2		<u> </u>	15 8
Rimanenze:		1.000			
materie prime, sussidiarie e di consumo		1.896	1.896		1.896
prodotti in corso di lavorazione e semilavorati				·	
lavori in corso su ordinazione			···		
prodotti finiti e merci					
acconti					
Totale		1.000			
Crediti:		1.896	1.896		1.896
verso clienti:	4	9.309	9.313		9.313
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	<u> </u>				
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			····		
verso imprese controllate:					
. importi esigibili entro l'esercizio successivo . importi esigibili oltre l'esercizio successivo					
verso imprese collegate:					
	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·				
importi esigibili entro l'esercizio successivo					
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo verso controllanti:				····	

importi esigibili entro l'esercizio successivo					
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo	-				
crediti tributari:					
. importi esigibili entro l'esercizio successivo					
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo					
verso altri:					
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	<u></u>				
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo					
Totale	4	9.309	9.313		9.313
Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:					
altri titoli				235	2/35
azioni proprie				WI PAOLO	
Totale					235
Disponibilità liquide:				17 - 18 TO	2 812
depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo				116677	图(3)
danaro e valori in cassa					
Totale					<u> </u>
Totale attivo circolante		11 205	44.300	872	812
Ratei e risconti:	4	11.205	11.209	14.847 NI	12.256
disaggio su prestiti					····
ratei e altri risconti					
TOTALE ATTIVO	7.1	10.775	10.305		
TOWELAL HAVE	11	19.375	19.386	/ 22.153	41.539

(milioní di euro)	Produzione	Attività residue	Fotale	Elisioni	Non attribuibili	Totale soggetto
PASSIVO			-			,
Patrimonio netto:						······································
Capitale					4.005	4.005
Riserva legale					959	959
Riserva per azioni proprie in portafoglio						
Altre riserve					18.360	18.360
Utile dell'esercizio					5.821	5.821
Acconto sul dividendo					(2.210)	(2.210)
Totale					26.935	26.935
Fondi per rischi e oneri:						
per trattamento di quiescenza e obblighi simili						
per imposte		110	110			110
altri		3.220	3.220			3.220
Totale		3.330	3,330			3.330
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato		308	308		····	308
Debiti:	1	8.214	8.215		2.751	10.966
obbligazioni:	•	0.214	0.213		2.751	10.500
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
debiti verso banche:				·		
. importi esigibili entro l'esercizio successivo					·	
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
debiti verso altri finanziatori:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						·····
acconti:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
debiti verso fornitori:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						***************************************
debiti verso imprese controllate:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
debiti verso imprese collegate:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
debiti tributari:						
Importi esigibili entro l'esercizio successivo			 			
. Niporti esigibili oltre l'esercizio successivo						
debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		·				
altri debiti:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
Totale	1	8.214	8.215		2.751	10.966
Ratei e risconti						
TOTALE PASSIVO	1	11.852	11.853		29.704	41.539
· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·					-511 0.4	

CONTO ECONOMICO 2006 RIPARTITO PER ATTIVITÀ

(milioni di euro)	Produzione	Attività residue	Totale	Elisioni	Non attribuibili	Totale soggetto
Valore della produzione;	<u> </u>	< <u>.</u>	<u> </u>	=	ŽĦ	무요
ricavi delle vendite e delle prestazioni	18	52.979	52.997	(10)	*****	
variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti	10	32.919	52,991	(10)		52.987
variazioni dei lavori in corso su ordinazione				<u> </u>		·
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni						
altri ricavi e proventi:		186	186			186
. contributi in conto esercizio					-	
. altri						
Totale	18	53.165	53.183	(10)	·	53.173
Costi della produzione:				()		33.173
per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	(16)	(48.242)	(48.258)	10		(48.248)
per servizi	<u>'</u>		(· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	(40.240)
per godimento di beni di terzi						
per il personale:		(932)	(932)			(932)
- salari e stipendi						(332)
- oneri sociali						
- trattamento di fine rapporto	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·			·····	·	
- altri costi						
ammortamenti e svalutazioni:	(1)	(828)	(829)			(829)
- ammortamento delle immobilizzazioni immateriali		· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	······································		·	(023)
- ammortamento delle immobilizzazioni materiali						
- altre svalutazioni delle immobilizzazioni					* *** ****	7.1.
- svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide						
variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci					-	
accantonamenti per rischi					· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	-
altri accantonamenti						
oneri diversi di gestione						
Totale	(17)	(50.002)	(50.019)	10	*** **	(50.009)



(milioni di euro)	Produzione	Attività residue	Totale	Elisioni	Non attribuibili	Totale soggetto
Differenza tra valore e costi della produzione	1	3.163	3.164			3.164
Proventi e oneri finanziari					3.820	3.820
proventi da partecipazioni:						
- da imprese controllate						· · · · ·
- da imprese collegate						<u>-</u>
- da altri						
atri proventi finanziari:						
- da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:					***	
. da imprese controllate						
. da imprese collegate						
. da altri						
- da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni						
- proventi diversi dai precedenti:		• • • • • • • • • • • • • • • • • • • •				
. da imprese controllate		· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·				
. da imprese collegate						
. da controllanti						
. da altri						
interessi e altri oneri finanziari:						
. verso imprese controllate						
. verso imprese collegate					· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	
. verso controllanti						
. verso imprese collegate						
. verso altri						
Totale					3.820	3.820
Rettifiche di valore di attività finanziarie						
rivalutazioni:						
- di partecipazioni						
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni						
svalutazioni:						
- di partecipazioni						
- di titoli nell'attivo circolante che						
non costituiscono partecipazioni - azioni proprie -						
Totale delle rettifiche						
Proventi e oneri straordinari						
próventi aggrada a Nación de la companya de la comp						
oneri						
Totale delle partite straordinarie						
Risultato prima delle imposte	1	3.163	3.164	1816		6.984
imposte sul reddito dell'esercizio					(1.163)	(1.163)
Utile dell'esercizio	1	3.163	3.164			5.821
2.50						

Filo ROBERTO Pou

F. POBERIO POU

f.to PAOLO CASTELLINI - Notaio



Bilancio di esercizio 2006



Effetti derivanti dall'applicazione dei principi contabili internazionali¹

Secondo le disposizioni del primo comma dell'art. 4 del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n.38, a partire dall'esercizio 2006, il bilancio di esercizio (bilancio separato) di Eni SpA è redatto in conformità ai principi contabili internazionali (IFRS) omologati dalla Commissione Europea.

Alla data di transizione ai nuovi principi (1° gennaio 2005), che corrisponde all'inizio del primo periodo posto a confronto, va redatta una situazione patrimoniale che:

- rileva tutte e solo le attività e passività considerate tali in base ai nuovi principi;
- valuta le attività e le passività nei valori che si sarebbero determinati qualora i nuovi principi fossero stati applicati fin dall'origine (applicazione retrospective);
- riclassifica le voci indicate in bilancio secondo modalità diverse da quelle degli IFRS.

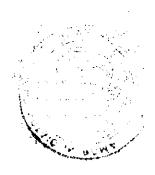
L'effetto dell'adeguamento dei saldi iniziali delle attività e delle passività ai nuovi principi è rilevato a patrimonio netto secondo le modalità previste dal D.Lgs. n.38/05, tenuto conto del relativo effetto fiscale iscritto nelle passività per imposte differite o nelle attività per imposte anticipate.

In applicazione dell'IFRS 1 sono indicate di seguito: (i) la riconduzione agli IFRS dello stato patrimoniale e del conto economico del bilancio 2005; (ii) la riconciliazione dei patrimoni netti al 1° gennaio e al 31 dicembre 2005 con quelli risultanti dall'applicazione degli IFRS; (iii) la riconciliazione dell'utile netto del bilancio 2005 con quello risultante dall'applicazione degli IFRS; (iv) la natura delle principali rettifiche.

Le riconciliazioni agli IFRS relative al bilancio 2005 sono state oggetto di full audit da parte della PricewaterhouseCoopers (v. "Relazioni della Società di revisione" delle "Informazioni relative alla capogruppo Eni SpA" al 30 giugno 2006).

I principi contabili internazionali di riferimento sono indicati nella sezione "Criteri di valutazione".

Le principali opzioni previste dall' IFRS 1 adottate in sede di prima applicazione dei principi contabili internazionali riguardano la facoltà, prevista per le imprese che li adottano nel bilancio di esercizio successivamente al consolidato, di iscrivere le attività e le passività agli stessi importi in entrambi i bilanci, salvo che per le rettifiche di consolidamento.



⁽¹⁾ Secondo le disposizioni del paragrafo 5 del "Preface to International Financial Reporting Standards", gli IFRS (International Financial Reporting Standard) rappresentano i principi e le interpretazioni adottate dall'International Accounting Standards Board (IASB), ex International Accounting Standards Committee (IASC) e comprendono: (i) gli International Financial Reporting Standards (IFRS); (ii) gli International Accounting Standards (IAS); (iii) le interpretazioni emesse dall'International Financial Reporting Interpretation Committee (IFRC) e dallo Standing Interpretations Committee (SIC) adottate dallo IASB. La denominazione di International Financial Reporting Standards (IFRS) è stata adottata dallo IASB per i principi emessi successivamente al maggio 2003.

■ Stato patrimoniale al 31 dicembre 2005

71996-558

La riconduzione agli IFRS delle diverse voci dello stato patrimoniale del bilancio 2005 è la seguente:

(milioni di euro) ATTIVITÀ	Bilancio 2005	Rettifiche	IFRS
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	749		
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	234		749
Crediti commerciali e altri crediti	9.390	1	235
Rimanenze		11	9.401
Attività per imposte correnti	1.191 58	121	1.312
Altre attività			58
	11.703	6	87
Attività non correnti	11.703	139	11.842
Immobili, impianti e macchinari	4.747	307	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo (1)	4.141	207	4.954
Attività immateriali	627	1.766	1.766
Altre partecipazioni	21.048	231	858
Altre attività finanziarie	21.048	(243)	20.805
Attività per imposte anticipate	724	(72.4)	44
Altre attività	816	(724)	
	28.006	4 222	816
TOTALE ATTIVITÀ	39.709	1.237	29.243
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	39.709	1.376	41.085
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	355		355
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	141		355
Debiti commerciali e altri debiti	6.695	(6)	6.689
Passività per imposte correnti	1,157	(0)	
Altre passività	49	(12)	1.157 37
	8.397	(18)	·
Passività non correnti	0.557	(10)	8.379
Passività finanziarie a lungo termine	2.448		2,448 /
Fondi per rischi e oneri	2.744	(196)	
Fondi per benefici ai dipendenti	222	32	2.548
Passività per imposte differite	8	124	132
Altre passività	450	1/1/25	134
	5.872	/ (5138) / N	36/15/15
TOTALE PASSIVITÀ	14.269	(56)	14213
PATRIMONIO NETTO	- 11203	THE STATE OF THE S	733
Patrimonio netto di Eni (2)	25.440	1,432/	100 /≥ 100 72
TOTALE PATRIMONIO NETTO	25,440	1432	326.872
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	39.709	1.376 WON	41.085
	5565	11.510	41.003

(1) La voce include: (i) la riclassifica di quella parte delle rimanenze che costituisce le scorte d'obbligo; (ii) la rettifica di quanto riclassificato per riclassi

(2) Gli IFRS prevedono l'imputazione in detrazione del patrimonio netto del costo di acquisto delle azioni proprie (4.218 milioni di euro per 278.013.975 azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2005).

T.TO POBERTO POU

Conto economico 2005

La riconduzione agli IFRS delle diverse voci del conto economico del bilancio 2005 è la seguente:

Bilancio 2005	Riclassifiche (1)	Rettifiche	IFRS
44.812	(18)		44.794
285	(54)		231
45.097	(72)		45.025
(40.280)	(502)	1.245	(39.537)
(753)	(34)	7	(780)
(809)	(2)	(61)	(872)
3.255	(610)	1.191	3.836
(24)	(1)	(4)	(29)
3.462	144		3.606
6.693	(467)	1.187	7.413
(467)	467		
6.226		1.187	7.413
(938)		(433)	(1.371)
5.288		754	6.042
	44.812 285 45.097 (40.280) (753) (809) 3.255 (24) 3.462 6.693 (467) 6.226 (938)	44.812 (18) 285 (54) 45.097 (72) (40.280) (502) (753) (34) (809) (2) 3.255 (610) (24) (1) 3.462 144 6.693 (467) (467) 467 6.226 (938)	44.812 (18) 285 (54) 45.097 (72) (40.280) (502) 1.245 (753) (34) 7 (809) (2) (61) 3.255 (610) 1.191 (24) (1) (4) 3.462 144 6.693 (467) 1.187 (467) 467 6.226 1.187 (938) (433)

⁽¹⁾ Riguardano essenzialmente le riclassifiche: (i) delle componenti straordinarie; (ii)) dei recuperi da partner in joint venture; (iii) degli utilizzi per esuberanza dei fondi rischi ed oneri che con i nuovi principi contabili internazionali devono essere rilevati nella stessa voce di costo che ha precedentemente accolto l'accantonamento.

Riconciliazione del patrimonio netto al 1° gennaio 2005

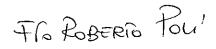
La riconciliazione del patrimonio netto al 1° gennaio 2005 con quello risultante dall'applicazione degli IFRS è la seguente:

(milioni di euro)

	Patrimonio netto al 1° gennaio 2005 (1)	26.204
1.	Applicazione del metodo del costo medio ponderato anziché del LIFO	592
2	Effetto dell'imputazione all'attivo patrimoniale dei costi di smantellamento e ripristino siti	147
/ 3. · <u>.</u>	Diverso criterio di imputazione all'attivo patrimoniale degli oneri finanziari	142
4.	Diversi criteri di iscrizione dei fondi per rischi ed oneri	18
<u>5</u> .	Rettifiche disavanzi di fusione e avviamento	(129)
6.	Eliminazione rivalutazioni monetarie	(41)
7.	Benefici a favore dei dipendenti	(27)
	Altre rettifiche nette	(32)
	Variazione netta	670
The same of the sa	Patrimonio netto a principi IFRS	26.874

^(*) Il numero richiama il riferimento all'illustrazione indicata nella sezione "Natura delle principali rettifiche" .

⁽¹⁾ Gli IFRS prevedono l'imputazione in detrazione del patrimonio netto del costo di acquisto delle azioni proprie (3.231 milioni di euro per 234.394.888 azioni proprie in portafoglio al 1º gennaio 2005). Gli IFRS non consentono la valutazione delle azioni proprie; pertanto il costo è stato rettificato stornando le svalutazioni di 2 milioni di euro effettutate secondo gli Italian GAAP.



Riconciliazione del patrimonio netto del bilancio 2005

La riconciliazione del patrimonio netto del bilancio 2005 con quello risultante dall'applicazione degli IFRS è la seguente:

(milioni di euro)

	Patrimonio netto del bilancio 2005 ⁽¹⁾	25.440
1.	Applicazione del metodo del costo medio ponderato anziché del LIFO	1.184
2.	Effetto dell'imputazione all'attivo patrimoniale dei costi di smantellamento e ripristino siti	228
3.	Diverso criterio di imputazione all'attivo patrimoniale degli oneri finanziari	137
4.	Diversi criteri di iscrizione dei fondi per rischi ed oneri	12
5.	Rettifiche disavanzi di fusione e avviamento	(118)
6.	Eliminazione rivalutazioni monetarie	
7.	Benefici a favore dei dipendenti	(37)
8.	Ammortamento avviamento	(22) 27
	Altre rettifiche nette	21
	Variazione netta	1.432
	Patrimonio netto a principi IFRS	26.872

Riconciliazione dell'utile netto del bilancio 2005

La riconciliazione dell'utile netto del bilancio 2005 con quello risultante dall'applicazione degli IFRS è la seguente:

(milioni di euro)

	Utile netto 2005 a principi contabili italiani	5,28
1.	Applicazione del metodo del costo medio ponderato anziché del LIFO	59
2.	Effetto dell'imputazione all'attivo patrimoniale dei costi di smantellamento e ripristino siti	. 10
3.	Diverso criterio di imputazione all'attivo patrimoniale degli oneri finanziari	10
4.	Diversi criteri di iscrizione dei fondi per rischi ed oneri	24.06 K
5.	Rettifiche disavanzi di fusione e avviamento	
6.	Eliminazione rivalutazioni monetarie	
7.	Benefici a favore dei dipendenti	13/18/11-23
8.	Ammortamento avviamento	1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1
	Altre rettifiche nette	1
	Variazione netta	754
	Utile netto a principi IFRS	WON N 6.042

FITO POBERTO POU

^(*) Il numero richiama il riferimento all'illustrazione indicata nella sezione "Natura delle principali rettifiche".
(1) Gli IFRS prevedono l'imputazione in detrazione del patrimonio netto del costo di acquisto delle azioni proprie (4.218 milioni di euro per 278.013.975 azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2005). Gli IFRS non consentono la valutazione delle azioni proprie, pertanto il costo è stato rettificato stornando le svalutazioni di 2 milioni di euro effettutate secondo gli Italian GAAP.

■ Natura delle principali rettifiche

Di seguito è indicata la natura delle principali rettifiche effettuate sul patrimonio netto al 1° gennaio 2005 e sul conto economico dell'esercizio 2005 i cui effetti si riflettono sullo stato patrimoniale del bilancio 2005.

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

Secondo i principi contabili italiani, il costo delle rimanenze può essere determinato con il metodo del costo medio ponderato oppure con il metodo FIFO o LIFO. Eni nella valutazione delle rimanenze di greggi, di gas naturale e di prodotti petroliferi sino al bilancio 2005 ha adottato il metodo LIFO a scatti annuali.

Gli IFRS non consentono l'applicazione del metodo LIFO; sono ammessi il FIFO e il costo medio ponderato. A parità di volumi, con l'applicazione del metodo LIFO la variazione del prezzo del greggio e dei prodotti petroliferi non aveva effetto nella valutazione delle rimanenze. Con l'adozione del costo medio ponderato la variazione del prezzo del greggio e dei prodotti petroliferi ha una diretta influenza nella valutazione delle rimanenze con la rilevazione di un utile o perdita di magazzino rappresentato sostanzialmente dalla rivalutazione o dalla svalutazione rispettivamente, in caso di aumento o diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo.

L'applicazione del costo medio ponderato su base trimestrale ai greggi, al gas naturale e ai prodotti petroliferi ha determinato: (i) al 1° gennaio 2005, la rettifica in aumento del valore delle rimanenze di 944 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto (592 milioni di euro) e alle passività per imposte differite (352 milioni di euro); (ii) l'aumento dell'utile netto 2005 di 598 milioni di euro connesso alla crescita dei prezzi.

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

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

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

L'applicazione del principio ha determinato: (i) al 1° gennaio 2005, l'aumento delle immobilizzazioni materiali di 74 milioni di euro, del patrimonio netto di 147 milioni di euro, delle passività per imposte differite di 27 milioni di euro, nonché la riduzione del fondo smantellamento e ripristino siti di 160 milioni di euro e delle attività per imposte anticipate di 60 milioni di euro; (ii) l'aumento dell'utile netto 2005 di 104 milioni di euro.

3. Diverso criterio di imputazione all'attivo patrimoniale degli oneri finanziari

Secondo i principi contabili italiani, gli oneri finanziari sono iscritti all'attivo patrimoniale limitatamente alla parte non coperta dall'autofinanziamento, dall'apporto di mezzi propri ovvero da contributi di terzi.

Quando il periodo di tempo necessario affinché il cespite sia pronto all'uso è rilevante, gli IFRS consentono l'imputazione all'attivo patrimoniale degli oneri finanziari che non sarebbero stati sostenuti se l'investimento non fosse avvenuto.

L'applicazione del principio ha determinato: (i) al 1° gennaio 2005, la rettifica in aumento delle immobilizzazioni materiali di 227 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto (142 milioni di euro) e alle passività per imposte differite (85 milioni di euro); (ii) l'aumento dell'utile netto 2005 di 5 milioni di euro, in quanto l'aumento degli oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale è stato parzialmente compensato dai maggiori ammortamenti.

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

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

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

L'applicazione del principio ha determinato: (i) al 1° gennaio 2005, la rettifica in diminuzione dei fondi per rischi e oneri di 27 milioni di euro in contropartita al patrimonio netto (18 milioni di euro) e alla riduzione delle attività per imposte anticipate (9 milioni di euro); (ii) la riduzione dell'utile netto 2005 di 5 milioni di euro.

5. Rettifiche disavanzi di fusione e avviamento

Nel 1997 e nel 2004, Eni ha operato, rispettivamente, la fusione per incorporazione dell'Agip SpA e dell'Italgas Più allocando i disavanzi di fusione sulle attività delle incorporate nei limiti dei valori di mercato esistenti alla data delle operazioni. Per effetto dell'allocazione di tali disavanzi i valori del bilancio di esercizio risultano essere differenti rispetto a quelli del consolidato in cui: (i) le attività dell'ex Agip SpA sono mantenute al costo storico; (ii) le attività dell'ex-Italgas Più sono espresse ai valori determinati in sede di acquisizione del 56% dell'Italgas SpA a seguito dell'OPA del 2003.

La rettifica allinea i valori al 1° gennaio 2005 a quelli del bilancio consolidato e determina: (i) la diminuzione del patrimonio netto di 129 milioni di euro in contropartita alla diminuzione delle partecipazioni (245 milioni di euro), delle attività materiali (141 milioni di euro), nonché all'aumento dell'avviamento (205 milioni di euro) e delle attività per imposte anticipate (52 milioni di euro); (ii) l'aumento dell'utile netto 2005 di 9 milioni di euro connesso all'eliminazione dell'ammortamento dell'attività materiali dell'ex Agip SpA. L'aumento dell'utile netto connesso all'eliminazione dell'ammortamento dell'avviamento derivante dalla fusione dell'Italgas Più è indicato al successivo punto 8.

6. Eliminazione rivalutazioni monetarie

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

Secondo gli IFRS non sono ammesse rivalutazioni delle immobilizzazioni materiali e delle partecipazioni anche se operate in applicazione di disposizioni di legge.

L'applicazione del principio ha determinato: (i) al 1° gennaio 2005, la rettifica in diminuzione delle attività materiali di 43 milioni di euro, pari ai maggiori valori iscritti ancora non ammortizzati o realizzati, e delle partecipazioni di 16 milioni di euro in contropartita alla riduzione del patrimonio netto (41 milioni di euro) e all'iscrizione di attività per imposte anticipate (18 milioni di euro); (ii) l'aumento dell'utile netto 2005 di 4 milioni di euro.

7. Benefici a favore dei dipendenti

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

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

I programmi a benefici definiti sono piani previdenziali, assicurativi e assistenziali che prevedono l'obbligazione dell'impresa, anche implicita, di riconoscere i benefici a favore degli ex dipendenti¹. Gli oneri connessi (attualizzati), determinati sulla base di ipotesi attuariali, sono accantonati per competenza di esercizio coerentemente al periodo lavorativo necessario per l'ottenimento dei benefici.

⁽¹⁾ Considerate le incertezze relative al momento in cui verrà erogato, il TFR è assimilato a un programma a benefici definiti.

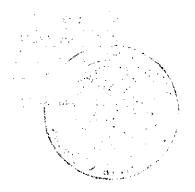
L'applicazione del principio ha determinato: (i) al 1° gennaio 2005, la rettifica in diminuzione del patrimonio netto di 27 milioni di euro, l'iscrizione di attività per imposte anticipate (14 milioni di euro) e la rettifica in diminuzione del TFR (10 milioni di euro) in contropartita all'aumento delle passività per benefici verso i dipendenti (51 milioni di euro); (ii) l'aumento dell'utile netto 2005 di 5 milioni di euro.

8. Ammortamento avviamento

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

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

L'applicazione degli IFRS ha determinato l'aumento dell'utile netto 2005 di 27 milioni di euro.



ENI BILANCHO DESERCIBO 2006 SHIMI

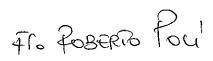
Stato patrimoniale

		31.12.2005	31.12.2006		
(aura)	Totale	di cui verso		di cui verso	
(euro) Note		parti correlate	1.7.1	parti correlate	
Attività correnti	******				
District the state of the state	748.984.646		013 171 351		
	235.461.110		812.171.251		
	9.400.447.548	2.885.934.735	234.834.216	7.001.457.705	
	1.311.685.882	2.003.934.133	8.219.653.745	2.061.457.206	
Rimanenze (4) Attività per imposte correnti (5)	57.755.750		1.896.110.428 154.583.894		
Altre attività (6)	87.142.694		84.554.890		
(0)	11.841.477.630		11.401.908.424	·	
Attività non correnti	11.041.477.030		11.401.908.424		
Immobili, impianti e macchinari (7)	4.954.150.208		5.506.715.418		
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo (8)	1.766.318.243		1.701.370.586		
Attività immateriali (9)	858.040.640		947.865.358		
Partecipazioni (10)	20.805.545.459	 	21.085.759.709		
Altre attività finanziarie (11)	43.510.433	-	40.668.581		
Altre attività (12)	815.973.712		855.375.484		
	29.243.538.695	****	30.137.755.136	• • • • • • • • • • • • • • • • • • • •	
TOTALE ATTIVITÀ	41.085.016.325		41.539.663.560		
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		<u>-</u>	11.000.000		
Passività correnti			··········		
Passività finanziarie a breve termine (13)	355.139.674	341.920.473	319.682.699	309.912.516	
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (14)	141.081.951	110.521.533	30.127.028	27.899.300	
Debiti commerciali e altri debiti (15)	6.688.353.051	2.926.178.258	6.864.618.140	2.650.283.122	
Passività per imposte correnti (16)	1.156.587.641		853.351.208		
Altre passività (17)	37.872.452	27.266.699	59.586.947	37.540.378	
	8.379.034.769		8.127.366.022		
Passività non correnti				NI PAOLO	
Passività finanziarie a lungo termine (18)	2.448.286.943	356.696.547	2.401.374/150	329762:224	
Fondi per rischi e oneri (19)	2.547.697.912		3.220.02/1.5/29	A NI TO	
Fondi per benefici ai dipendenti (20)	255.352.112		308.091.380/	5 2 3 4	
Passività per imposte differite (21)	133.109.880		109.621.83	分下交流 。	
Altre passività (22)	449.720.894	264.853.470	437/47\3:908	246.425.819	
	5.834.167.741		6.476.582.604		
TOTALE PASSIVITÀ	14.213.202.510		14.603.948.826	WON N	
PATRIMONIO NETTO (23)			-		
Capitale sociale	4 00E 2E9 976		4 005 750 076	<u>.</u>	
Riserva legale	4.005.358.876		4.005.358.876		
Altre riserve	958.922.323		959/102.123		
Utile dell'esercizio	21.769.342.838 6.042.487.136	<u> </u>	23.738.821.390		
Acconto sul dividendo	(1.685.697.998)		5.821.357.775 2.209.644.330)		
Azioni proprie	(4.218.599.360)	····································		<u>_</u>	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	26.871.813.815		5.374.281.100) 26.935.714.734		
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	41.085.016.325		11.539.663.560		

Fro Roberio Pou

Conto economico

			2005		2006
(euro)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi	(25)				
Ricavi della gestione caratteristica		44.794.067.595	12.267.316.189	52.987.253.312	11.989.524.528
Altri ricavi e proventi		231.346.528	•	185.783.099	
Totale ricavi		45.025.414.123		53.173.036.411	
Costi operativi	(26)			•	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(39.537.294.307)	(16.489.962.459)	(48.247.401.632)	(19.229.418.990)
- di cui non ricorrenti	(35)	(290.000.000)		(164.675.411)	
Costo lavoro		(779.440.443)		(932.342.562)	
Ammortamenti e svalutazioni		(871.875.931)		(828.854.512)	
Utile operativo		3.836.803.442		3.164.437.705	.,
Proventi (oneri) finanziari	(27)			**	
Proventi finanziari		859.081.251	224.807.560	908.517.548	233.399.981
Oneri finanziari		(887.827.952)	(114.571.940)	(872.947.601)	(120.961.607)
	•	(28.746.701)	<u>-</u>	35.569.947	
Proventi (oneri) su partecipazioni	(28)	3.605.420.917	<u> </u>	3.784.649.633	601.413.155
Utile prima delle imposte		7.413.477.658		6.984.657.285	
Imposte sul reddito	(29)	(1.370.990.522)		(1.163.299.510)	
Utile dell'esercizio		6.042.487.136		5.821.357.775	
Utile per azione semplice	(33)	1,61	·	1,57	

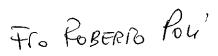


Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(millioni di ouro)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Applicazione IRFS	Acconto dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
(milioni di euro) Saldi al 31 dicembre 2004	4.004	9.988	959			95		•	٩		
Modifica dei criteri contabili	4.004	9.988	959	(3,229)	5.392	95	4.311	670		4.684	26.204
Saldi al 1º gennaio 2005 rettificati	4.004	9.988	959	(2)	5.394		4711	670		4.004	670
Utile dell'esercizio	4.004	9.966	909	(3.231)	5.394	95	4.311	670	<u> </u>	4.684	26.874
Operazioni con gli azionisti								754		5.288	6.042
Acconto sul dividendo											
(0,45 euro per azione)									(1.686)		(1.686)
Attribuzione del dividendo 2004 (0,90 euro per azione)										(3.384)	(3.384)
Destinazione dell'utile residuo 2004							1.300		*	(1.300)	(
Acquisto azioni proprie				(1.034)			•				(1.034)
Emissione azioni sottoscritte									•••		
a fronte piano stock grant e stock option	1					(2)	1				
Azioni proprie cedute/assegnate a fronte di piani di incentivazione dei dirig	genti	30		47	(47)		17				47
	1	30		(987)	(47)	(2)	1.318	754	(1.686)	604	(15)
Altri movimenti di patrimonio netto				<u> </u>	(,				(11000)		(,,,
Liberazione riserve non distribuibili					-	(1)	1				
Costo di competenza stock option e stock grant assegnate							5	8			13
Saldi al 31 dicembre 2005	4.005	10.018	959	(4.218)	5.347	92	5.635	° 1.432	(1.686)	5.288	26.872
Applicazione Decreto 38/2005	4.003	10.010	333	(4.210)	3.341	1.173	259	(1.432)	(1.000)	J.200	20,612
Saldi al 1º gennaio 2006 rettificati	4.005	10.018	959	(4.218)	5.347	1.265	5.894	(1.432)	(1.686)	5.288	26.872
Utile dell'esercizio	4.005	10.010	232	(4.210)	3.371	1.203	J.054		(1.000)	5.821	5.821
Operazioni con gli azionisti				4						3.021	3.021
Acconto sul dividendo											
(0,60 euro per azione)									(2.210)		(2.210)
Attribuzione del dividendo residuo 2005 (0,65 euro per azione)		•							1.686	(4.086)	(2.400)
Destinazione dell'utile residuo 2005							1.202			(1.202)	1.
Autorizzazione all'acquisto									DA O	\sim	\ , / .
di azioni proprie					2.000		(2.000)	1		£2.5X	
Acquisto azioni proprie				(1.241)				15/	ME 7	Sign ((1.241)
Azioni proprie cedute/assegnate a fronte dei piani di incentivazione dei dir	igenti	54		85	(85)		21		MY.		R 75
Differenza tra valore di carico delle azioni proprie cedute e il prezzo di esercizio del stock option esercitate da parte dei diriger	ie						7				
Stock option esercitate da parte dei dinger	ici	54		(1.156)	1.915			\	Limina	AN DOO	(C 760)
Altri movimenti di patrimonio netto		J -1		(1.130)	1.515		(770)	ı	13249	(000	(5.769)
Liberazione riserve non distribuibili						(63)	63				
Rigiro rettifiche IFRS di prima applicazione						(03)	03				
ex Decreto 38	-					(1.172)	1.172				
Disavanzo di fusione EniTecnologie SpA							(2)				(2)
Effetto valutazione al fair value dei titoli disponibili per la vendita						(1)					(1)
Costo di competenza stock option						V.7	4.4				
e stock grant assegnate Saldi al 31 dicembre 2006	4.005	10.072	QEO.	/E 274\	7 262	70	14		/3 34A\	E 031	14
Said at St dicelliste 2000	4.003	10.072	959	(5.374)	7.262	29	6.371		(2.210)	5.821	26.935

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Esercizio 2005	Esercizio 2006
Utile dell'esercizio	6.042	5.821
Ammortamenti	867	825
Svalutazioni (rivalutazioni) nette	242	947
Variazioni fondi per rischi e oneri	749	70
Variazione fondo benefici ai dipendenti	15	39
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(252)	(12)
Dividendi	(3.531)	(4.063)
Interessi attivi	(102)	(138)
Interessi passivi	95	98
Differenze cambio non realizzate		3
Imposte sul reddito del periodo, correnti, differite e anticipate	1,371	1.163
Altre variazioni	5	14
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	5.501	4.767
Variazioni:		
- rimanenze	(990)	(609)
- crediti commerciali e altri	(1.726)	91
- altre attività	(15)	(110)
- debiti commerciali e altri	2.102	293
- altre passività	(29)	(315)
Flusso di cassa del risultato operativo	4.843	4.117
Dividendi incassati	3.531	4.063
Interessi incassati	101	138
Interessi pagati	(102)	(98)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(1.134)	(1.166)
Flusso di cassa netto da attività d'esercizio	7.239	7.054
di cui flusso di cassa netto da attività d'esercizio verso parti correlate	402	(3.286)
Investimenti:		
- immobilizzazioni immateriali	(123)	(285)
- immobilizzazioni materiali	(776)	(806)
- partecipazioni	(938)	(1.163)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(61)	(142)
Flusso di cassa degli investimenti	(1.898)	(2.396)
Disinvestimenti:	(1.656)	(2.330)
- immobilizzazioni materiali	3	138
- immobilizzazioni immateriali	29	2
- partecipazioni	793	122
- credití finanziari	33	1.011
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		(2)
- ramkdazienda	(20)	(2)
Flusso dicassa dei disinvestimenti	838	1.271
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.060)	(1.125)
di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate	(275)	(343)

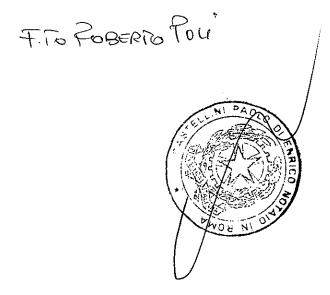


(milioni di euro)	Esercizio 2005	Esercizio 2006
Assunzione di debiti finanziari a lungo	4	62
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(83)	(140)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	172	(35)
Dividendi pagati	(5.070)	(4.610)
Acquisto e vendita di azioni proprie	(1.034)	(1.166)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(6.011)	(5.889)
di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate	93	(85)
Effetto delle fusioni (1)		23
Flusso di cassa netto del periodo	168	63
Disponibilità liquide ed equivalenti all'inizio del periodo	581	749
Disponibilità liquide ed equivalenti alla fine del periodo	749	812
(1) Relativo interamente a rapporti con parti correlate.		

Operazioni che non hanno comportato flussi di cassa

Acquisiziondi partecipazioni con conferimento rami d'azienda:

(milioni di euro)	Esercizio 2005	Esercizio 2006
Analisi dei conferimenti dei rami d'azienda		
Attività a lungo termine		119
Indebitamento		(59
Effetto netto del conferimento		60
Acquisizione di partecipazioni		60



Criteri di redazione

Secondo le disposizioni dell'art. 4, comma 1 del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38, a partire dall'esercizio 2006, il bilancio di esercizio (bilancio separato) di Eni SpA è redatto in conformità ai principi contabili internazionali (IFRS) omologati dalla Commissione Europea.

Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

Criteri di valutazione

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e controllate congiuntamente. In particolare, le partecipazioni in imprese controllate, collegate e controllate congiuntamente sono valutate al costo di acquisto comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione. In presenza di eventi che fanno presumere una riduzione di valore, la recuperabilità del valore di iscrizione delle partecipazioni è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. In assenza di un accordo di vendita vincolante, il fair value è stimato sulla base dei valori espressi da un mercato attivo, da transazioni recenti ovvero sulla base delle migliori informazioni disponibili per riflettere l'ammontare che l'impresa potrebbe ottenere dalla vendita dell'asset. Il valore d'uso è determinato, generalmente, nei limiti della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, attualizzando i flussi di cassa attesi dell'asset e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e documentabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche prevedibili, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che tiene conto del rischio implicito nei settori di attività in cui opera l'impresa. Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il patrimonio netto è rilevato in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni valutate al costo sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi/oneri su partecipazioni". Le altre partecipazioni sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, se possedute per attività di trading, ovvero alla voce di patrimonio netto "Altre riserve"; in quest'ultima fattispecie la riserva è imputata a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Quando il fair value non può essere attendibilmente determinato, le partecipazioni sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino.

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

Schemi di bilancio

Le voci dello schema di stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura, il prospetto delle variazioni del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi del periodo e le altre variazioni del patrimonio netto. Lo schema di rendiconto finanziario è definito secondo il "metodo indiretto" rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

■ Note al bilancio di esercizio

71996-570

Attività correnti

Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 812 milioni di euro (749 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si riferiscono principalmente a depositi presso Enifin SpA (766 milioni di euro).

Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita

Le altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita di 235 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2005	Incrementi	Cessioni	effetto Aalutazione Al fair value	Altre variazioni	/alore il 31.12.2006
Titoli non strumentali all'attività operativa:						
- Titoli quotati emessi dallo Stato Italiano	235	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·		(1)	1	235
	235			(1)	1	235

I titoli sono da considerarsi attività disponibili per la vendita e riguardano i Certificati di Credito del Tesoro ottenuti a rimborso di crediti di imposta.

La variazione del fair value dei titoli disponibili per la vendita (1 milione di euro), rilevata nel periodo è imputata a patrimonio netto, al netto del relativo effetto fiscale.

Al 31 dicembre 2005 e al 31 dicembre 2006 Eni non detiene attività finanziarie negoziabili.

Crediti commerciali e altri crediti

1 crediti commerciali e altri crediti di 8.220 milioni di euro (9.401 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Crediti commerciali	8.025 N PA	<u> </u>
Crediti finanziari:		***
- non strumentali all'attività operativa	A01103	
Altri crediti:	13601641	13 /2
- relativi all'attività di disinvestimento	(10,5)	
- altri	\\350\\	347
	B.401/X	8.720

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 246 milioni di euro (263 milioni di euro al 31 dicemore 2005); le svalutazioni e le riprese di valore, rilevate nell'esercizio alla voce "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi", anmontano rispettivamente a 57 milioni di euro e a 12 milioni di euro, come di seguito indicato:

(milioní di euro)	Valore al 31.12.2005	Accantonamenti	Utilizzi	Altre	Valore al 31.12.2006
Crediti commerciali	182	57	(12)		227
Altri crediti	81		(/	(62)	19
	263	57	(12)	(62)	246

I crediti commerciali di 7.854 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale (4.380 milioni di euro) e dalla vendita di prodotti petroliferi (3.165 milioni di euro).

I crediti derivanti dalla cessione di gas naturale riguardano: (i) crediti verso clienti (3.766 milioni di euro); (ii) crediti verso imprese controllate (530 milioni di euro), in particolare EniPower SpA (199 milioni di euro), Stoccaggi Gas Italia SpA (105 milioni di euro), Toscana Energia Clienti SpA (70 milioni di euro) e Napoletana Gas Clienti SpA (48 milioni di euro); (iii) crediti verso imprese collegate e a controllo congiunto (103 milioni di euro), in particolare verso Promgas SpA (44 milioni di euro), Raffineria di Milazzo ScpA (9 milioni di euro) e Trans Austria Gasleitung GmbH (7 milioni di euro).

I crediti derivanti dalla vendita di prodotti petroliferi riguardano: (i) crediti verso clienti (2.293 milioni di euro); (ii) crediti verso imprese controllate (856 milioni di euro), in particolare AgipFuel SpA (403 milioni di euro), Agip España SA (93 milioni di euro), Agip Deutschland GmbH (75 milioni di euro), Polimeri Europa SpA (65 milioni di euro) e American Agip Co Inc (40 milioni di euro). I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 1 milione di euro (1.011 milioni di euro al 31 dicembre 2005) riguardano essenzialmente un credito a breve termine verso Enifin SpA. Il decremento è dovuto alla scadenza del credito non successivamente rinnovato.

Gli altri crediti di 365 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Acconti per servizi e forniture	118	122
Crediti verso partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	46	79
Anticipi al personale	8	13
Altri crediti	193	151
	365	365

Gli altri crediti di 151 milioni di euro riguardano principalmente: (i) crediti verso imprese controllate per il consolidato fiscale (51 milioni di euro); (ii) crediti verso la Blue Stream Pipeline Co Ltd per commissioni a fronte delle garanzie rilasciate nell'interesse di quest'ultima (34 milioni di euro); (iii) crediti per contributi a fondo perduto (18 milioni di euro).

L'analisi per valuta dei crediti commerciali e altri crediti è di seguito indicata:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Euro	7.838	6.797
Dollaro USA	1.563	1.423
***	9.401	8.220

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34.

Il valore di mercato dei crediti commerciali e degli altri crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è indicato alla nota n. 31.

🛂 Rimanenze 🕆

Le rimanenze di 1.896 milioni di euro (1.312 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Materie prime, sussidiarie e di consumo	485	363
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	18	26
Lavori in corso su ordinazione	13	3
Prodotti finiti e merci	796	1.504
	1.312	1.896

71996-572

Le rimanenze sono indicate al netto del fondo svalutazione di 45 milioni di euro (16 milioni di euro al 31 dicembre 2005). Le svalutazioni e gli utilizzi rilevati nell'esercizio alla voce "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi", ammontano rispettivamente a 32 milioni di euro e a 3 milioni di euro, come di seguito indicato:

Valore al 31.12.2005	Accantonamenti	Vdilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2006
12	10	(3)		19
4	22	·		26
16	32	(3)		45
	12 4	12 10 4 22	12 10 (3) 4 22	12 10 (3) 4 22

Al 31 dicembre 2006 le rimanenze sono costituite principalmente:

- per le materie prime sussidiarie e di consumo da greggio (279 milioni di euro);
- per i prodotti in corso di lavorazione e semilavorati da nafte in deposito presso le raffinerie (26 milioni di euro);
- per i prodotti finiti e merci, da gas naturale principalmente depositato presso Stoccaggi Gas Italia SpA (1.036 milioni di euro) e da prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi (468 milioni di euro).

Attività per imposte correnti

Le attività per imposte correnti di 155 milioni di euro (58 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Amministrazione finanziaria italiana:		
- Imposte di consumo	7	77
- IVA	20	49
- Accise	13	13
- Altre imposte indirette	12	8
	52	147
Amministrazioni finanziarie estere	6	8
	58	155

L'incremento delle imposte di consumo rispetto all'esercizio precedente, pari a 70 milioni di euro, è attribuibile principalmente alla riduzione del fatturato di vendita gas a clienti finali in Italia che ha comportato un'eccedenza degli acconti di imposta della continuo di vendita gas a clienti finali in Italia che ha comportato un'eccedenza degli acconti di imposta della continuo di vendita gas a clienti finali in Italia che ha comportato un'eccedenza degli acconti di imposta della continuo di vendita gas a clienti finali in Italia che ha comportato un'eccedenza degli acconti di imposta della continuo di vendita gas a clienti finali in Italia che ha comportato un'eccedenza degli acconti di imposta della continuo di vendita gas a clienti finali in Italia che ha comportato un'eccedenza degli acconti di imposta della continuo di vendita gas a clienti finali in Italia che ha comportato un'eccedenza degli acconti di imposta della continuo di vendita gas a clienti finali in Italia che ha comportato un'eccedenza degli acconti di imposta della continuo di vendita di imposta della continuo di vendita di imposta della continuo di imposta di imposta di imposta di imposta di imposta di imposta della continuo di imposta di

6 Altre attività

Le altre attività di 83 milioni di euro (87 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segui

Amortine at the contract of th		
(milioni di euro)	31.12.2905	31.12.2006
Fair value su contratti derivati non di copertura	12	4
Altre attività	75	79
	87	83

Il fair value sui contratti derivati non di copertura di 4 milioni di euro si analizza come segue:

(milioni di euro)	31,12	31.12.2006		
	Fair Value	Impegni	Fair Value	Impegni
Gestione del rischio di cambio				
Currency swap	1	94	••	213
Outright	8	748	4	640
Gestione del rischio di tasso				
Interest rate swap	**	6		
Interest rate collar	••	11	,	
Gestione dei rischi sui prezzi delle merci				
Over the counter	3	117		55
Future	**	6	**	12
	12	982	4	920

La società non stipula contratti derivati con finalità speculative, ma effettuando operazioni anche su esposizioni nette, non è in grado di soddisfare le condizioni formali indicate dallo IAS 39 "Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione" in merito alla qualificazione dei contratti come di copertura.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura, alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi d'impresa" delle Note al bilancio consolidato.

Le altre attività di 79 milioni di euro comprendono principalmente le quote di competenza dei futuri esercizi degli oneri poliennali relativi ai noleggi e locazioni (40 milioni di euro).

Attività non correnti

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari di 5.507 milioni di euro (4.954 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti e Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2005								
Terreni	151				5	156	156	
fabbricati	187	1	(18)	(15)	19	174	548	374
Impianti e macchinari	3.570	28	(643)	(248)	845	3.552	13.294	9.742
Attrezzature industriali e commerciali	43		(23)		6	26	180	154
Altri beni	60	4	(19)		13	58	324	266
Immobilizzazioni in corso e acconti	954	743		(42)	(667)	988	988	
	4.965	776	(703)	(305)	221	4.954	15.490	10.536
51/12/2006								
Jen-in	456			(3)	7	155	155	
laboreary services and services	1/4		(1.)		- 141 CA	198	10000	302
inivens angleinker	(15 72)		(588)	(211)	1188	3.943	14004	16 (0):45
Attrezante industralle (minietrale)	264		(16)		16	28	733	205
Airobean	58	2.6	(21)		6 O 15 C	73	364	200 E
Statutolalitzzazzoniatroce se esecconite esecutiv	988	783		(47)	(614)	a) 110°		
	4,954	806	(638)	(263)	648	5.507	16.457	10.950

I terreni (155 milioni di euro) riguardano principalmente le aree sulle quali insistono gli impianti di distribuzione dei carburanti. I fabbricati (198 milioni di euro) riguardano principalmente fabbricati industriali impiegati nell'attività di raffinazione e nell'attività non oil della rete di distribuzione.

Gli impianti e macchinari (3.943 milioni di euro) riguardano essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi e i costi di perforazione dei pozzi (1.553 milioni di euro), i costi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti (768 milioni di euro), gli impianti di raffinazione (727 milioni di euro) e gli impianti di distribuzione carburanti (651 milioni di euro).

Le attrezzature industriali e commerciali (28 milioni di euro) si riferiscono principalmente agli strumenti di laboratorio della raffinazione e della logistica nonché ad attrezzature commerciali del comparto non oil della rete di distribuzione carburanti.

Gli altri beni (73 milioni di euro) riguardano principalmente le attrezzature informatiche (49 milioni di euro).

Le immobilizzazioni in corso e acconti (1.110 milioni di euro) riguardano in particolare gli investimenti relativi allo sviluppo della Val d'Agri, le ristrutturazioni e il potenziamento degli impianti della rete commerciale, gli interventi di ampliamento delle strutture di raffineria, gli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente nonché gli interventi di perforazione e riperforazione su campi esistenti volti al miglioramento della capacità produttiva.

Gli investimenti di 806 milioni di euro (776 milioni di euro al 31 dicembre 2005) sono analizzati nel paragrafo "Investimenti tecnici" della Relazione sulla gestione.

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 5,025%.

I principali coefficienti di ammortamento adottati per gli esercizi 2005 e 2006 sono compresi nei seguenti intervalli:

(%annua)	
Fabbricati	3 - 10
Pozzi impianti di sfruttamento	aliquota UOP
Impianti specifici di raffineria e logistica	6,25 - 14
Impianti specifici di distribuzione	10
Altri impianti e macchinari	4 - 30
Attrezzature industriali e commerciali	7,5 - 35
Altri beni	12 - 40

Le dismissioni di 263 milioni di euro riguardano principalmente l'operazione relativa alla rideterminazione delle quote di partecipazione nella concessione Val d'Agri (123 milioni di euro) e al conferimento dell'oleodotto Viggiano – Taranto alla Società Oleodotti Meridionali SpA, avvenuto in data 11 dicembre 2006 (119 milioni di euro).

Le altre variazioni di 648 milioni di euro riguardano principalmente la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti (608 milioni di euro), la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio (628 milioni di euro) e l'incremento patrimoniale conseguente alla fusione per incorporazione di EniTecnologie SpA (26 milioni di euro). Gli immobili, impianti e macchinari includono beni gratuitamente devolvibili per 75 milioni di euro, di cui 62 milioni di euro riferiti a impianti di distribuzione che insistono su aree autostradali e 13 milioni di euro a terminali marittimi e oleodotti annessi alle raffinerie e ai depositi costieri edificati su terreni demaniali.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a 6 milioni di euro 11 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a 8 milioni di euro.

Gli immobili, impianti e macchinari per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	7.828	8.242
- Gas & Power	99	110
- Refining & Marketing	7.531	8.051
- Corporate	32	54
	15.490	16.457
Fondo ammortamento e svalutazione:		1
- Exploration & Production	5.283	5.380
- Gas & Power	45	47
- Refining & Marketing	5.185	5.496
- Corporate	23	27
	10.536	10.950
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	2.545	2.862
- Gas & Power	54	63
- Refining & Marketing	2.346	2.555
- Corporate	9	.27
	4,954	5.507

Rimanenze immobilizzate - Scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo di 1.701 milioni di euro (1.766 euro al 31 dicembre 2005) includono 5,01 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al D.P.R 31 gennaio 2001, n. 22. La misura è determinata annualmente dal Ministero delle Attività Produttive.

9 Attività immateriali

Le attività immateriali di 948 milioni di euro (858 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	investimenti	Ammortamenti e svalutazioni	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2005							E 40 W
Attività immateriali a vita utile definita		,-				·	
- Costi di ricerca e sviluppo		76	(76)			136	136
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione		·					
delle opere dell'ingegno	68	12	(54)	11	37	500	463
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	91	17	(29)	1	80	281	201
- Immobilizzazioni in corso e acconti	26	16	- · · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	(17)	25	25	
- Altre attività immateriali	64	i	(9)	(18)	38	101	63
Attività immateriali vita utile indefinita				······································			
- Avviamento	23	1	(4)	658	678	739	61
	272	123	(172)	635	858	1.782	924
AGNIERUM SOREM SIR MANAGERIANIA Soremania		108	(0103)				
Cappino di brasico infunsi il lessa di atti di didili il zgranne. Si dell'occio si dili nos grasis il successi di didili se con esta di si di d Con esta di			(28)	4.	9.		79.
eamindulizzazionen salasaikania Alberrazioarin musikaria				2004E)			
AGENTES IMPORTED LEAVES AGENT AND AGENT AG	GI/St					7/11	
	(\$1, 958)	285	(493)	(2)	GVI		3415

I costi di ricerca e sviluppo riguardano essenzialmente i costi dell'attività di ricerca di idrocarburi (106 milioni di euro) cinteramenti te ammortizzati nell'esercizio.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di 22 milioni di euro riguarda de essenzialmente di acquisizione e di sviluppo interno del software tecnico-scientifico e amministrativo, i diritti di utilizzazione di processi prod tivi di raffineria e diritti di utilizzazione di software per la gestione clienti gas.

I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 20% al 33%.

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di 185 milioni di euro riguardano essenzialmente i diritti minerati della concessi d'Agri e le concessioni di sfruttamento minerario dei campi di Bonaccia (24 milioni di euro), Caldarosa (22 milione di euro), nonché di Anemone e Azalea (6 milioni di euro).

Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di 37 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi sostenuti/per/lo sviluppo interno di software tecnico-scientifico e amministrativo.

Le altre attività immateriali di 28 milioni di euro riguardano essenzialmente le somme versate alla Regione Basilicata, al netto dell'ammortamento (effettuato con il metodo dell'unità di prodotto), sulla base degli accordi attuativi stipulati con la stessa connessi al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni nell'area della Val d'Agri (26 milioni di euro).

L'avviamento di 676 milioni di euro riguarda il valore del portafoglio clienti attribuito in sede di allocazione del disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione di Italgas Più (656 milioni di euro), nonché le somme corrisposte a titolo di avviamento in occasione dell'acquisto di rami di azienda.

ENI BILANCIO DI ESERCIZIO 2006 / NOTE AL BILANCIO

Ai fini della determinazione del valore recuperabile l'avviamento relativo al valore del portafoglio clienti attribuito in sede di allocazione del disavanzo di fusione è stato allocato sulla cash generating unit costituita dalla Divisione Gas & Power. Il valore recuperabile della cash generating unit è stato determinato sulla base del valore d'uso, ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi utilizzando il Piano strategico quadriennale approvato dal Consiglio di Amministrazione, per il periodo 2007-2010. I flussi di cassa sono stati attualizzati col tasso del 5,09%. Per gli anni non compresi nel Piano strategico quadriennale è stato utilizzato un tasso di crescita in termini reali pari allo 0,5%.

Gli investimenti di 285 milioni di euro (123 milioni di euro al 31 dicembre 2005) sono riferiti essenzialmente all'operazione relativa alla rideterminazione delle quote di partecipazione nella concessione petrolifera della Val d'Agri (140 milioni di euro) e a costi sostenuti per la ricerca mineraria (106 milioni di euro).

Le altre variazioni riguardano principalmente la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio.

Le attività immateriali per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

- Corporate Fondo ammortamento e svalutazione: - Exploration & Production - Gas & Power - Refining & Marketing - Corporate	520 766 279 217 1.782	678 766 428 91 1.963
- Gas & Power - Refining & Marketing - Corporate Fondo ammortamento e svalutazione: - Exploration & Production - Gas & Power - Refining & Marketing - Corporate	766 279 217 1.782	766 428 91
- Refining & Marketing - Corporate Fondo ammortamento e svalutazione: - Exploration & Production - Gas & Power - Refining & Marketing - Corporate	279 217 1.782	428 91
- Corporate Fondo ammortamento e svalutazione: - Exploration & Production - Gas & Power - Refining & Marketing - Corporate	217 1.782	91
Fondo ammortamento e svalutazione: - Exploration & Production - Gas & Power - Refining & Marketing - Corporate	1.782	
- Corporate		1.963
- Exploration & Production - Gas & Power - Refining & Marketing - Corporate		
- Gas & Power - Refining & Marketing - Corporate		1
- Refining & Marketing - Corporate	385	443
- Corporate	9 5	102
	246	395
	198	75
	924	1.015
Attività immateriali nette:		
- Exploration & Production	135	235
- Gas & Power	671	664
- Refining & Marketing	33	33
- Corporate	19	16
	858	948

71996-578

Partecipazioni

Le partecipazioni di 21.086 milioni di euro (20.805 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro) 31.12.2005	Saldo iniziale netto	Interventi sui capitale	Acquisizioni	Alienazioni	Rettifiche di valore	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo svalutazione
Partecipazioni in:		***************************************							
- imprese controllate	19.995	897	258	(51)	(587)	(437)	20.075	28.444	8.369
- imprese collegate e a controllo congiunto	828		6	(506)	396	()	724	754	30
- altre imprese	9	**		(2)		(1)	6	6	
& 37-141	20.832	897	264	(559)	(191)	(438)	20.805	29.204	8.399
Carrier Control and									
September 25 million of the second second second second second		a viewy	- 61.v					Setter	
						3.502	2 52 FZ 5	747 SA	
Charlantes and a second of the second of	A. 11 (2012)				Cy.	26 A.J. (2 A.	yi Watari		
	208.05	THE CO			30000	\$ E \$	ĒCO(C	311727	MARKA:

Gli interventi sui capitali (1.035 milioni di euro) riguardano essenzialmente la Syndial SpA (927 milioni di euro) e la costituzione di Eni Insurance Ltd (100 milioni di euro).

Le acquisizioni (128 milioni euro) riguardano essenzialmente l'acquisto dall'Ente Siciliano per la Promozione Industriale in liquidazione del 50% del capitale sociale di Siciliana Gas SpA (99 milioni di euro) e l'acquisto dalla Syndial SpA dello 0,90639% del capitale sociale della Polimeri Europa SpA (14 milioni di euro).

Le alienazioni (114 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) la cessione alla Saipem Projects SpA della partecipazione posseduta (100% Eni) nella Snamprogetti SpA (91 milioni di euro); (ii) la cessione a Shell Italia E&P SpA del 28,833% del capitale sociale della Società Oleodotto Meridionali SpA (18 milioni di euro).

Le rettifiche di valore (801 milioni di euro) riguardano in particolare le svalutazioni delle partecipazioni Syndial SpA (678 milioni di euro) e Tigaz Zrt (108 milioni di euro).

Le altre variazioni (33 milioni di euro) riguardano: (i) il conferimento del ramo d'azienda "Oleodotto Viggiano-Taranto" nella Società Oleodotti Meridionali SpA (60 milioni di euro); (ii) le operazioni straordinarie relative alle attività di distribuzione e vendita del gas in Toscana, in particolare la fusione per incorporazione della Fiorentina Gas Clienti SpA nella Toscana Gas Clienti SpA, contestualmente ridenominata Toscana Energia Clienti SpA (10 milioni di euro); (iii) la fusione per incorporazione di EniTecnologie SpA (38 milioni di euro); (iii) le operazioni straordinarie relative all'attività di distribuzione e vendita del gas in Sicilia, in particolare la scissione della Siciliana Gas SpA a favore della Siciliana Gas Clienti SpA e il conferimento all'Italgas SpA della partecipazione in Siciliana Gas SpA.

Informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2006, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto a partecipazione diretta di Eni Sono che parte integrante delle presenti note.

1739 7 1840 - - L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e a controllo congiunto con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

				(miliani di euro)			
Denominazione	Quota % posseduta	Saldo netto al 31.12.2005	Saldo netto al 31.12.2006 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutzzione al patrimonio netto C-B-A		
Partecipazioni in:							
Imprese controllate							
Acqua Campania SpA	10,200	1	1	1			
Adriaplin doo	51,000	14	14	11	(3)		
Afi Hotels Ltd (in liquidazione)	100,000	2	2	2			
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000		4	4			
AgipFuel SpA	100,000	3	3	13	10		
AgipRete SpA (1)	100,000	15	15	23	8		
Consorzio S.E.T. Sviluppo Elettrico Trecate	50,000						
Distribuidora de Gas Cuyana SA	6,840	14	14	12	(2)		
Ecofuel SpA	100,000	48	48	239	191		
Energy Maintenance Services SpA		5					
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1		
Eni Gas & Power Deutschland SpA	100,000	6	6	56	50		
Eni Hellas SpA	100,000	198	198	208	10		
Eni Insurance Ltd	100,000		100	105	5		
Eni International BV	100,000	4.874	4.874	15.165	10.291		
Eni International Bank Ltd	99,998	43	43	50	7		
Eni Investments Plc	99,990	3.926	3.926	4.236	310		
Eni Medio Oriente SpA	100,000		**		**		
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	133	133	210	77		
Eni Petroleum Co Inc	63,860	649	649	724	75		
Eni Portugal Investment SpA	100,000	716	716	1.163	447		
EniPower SpA	100,000	955	955	1.032	77		
EniTecnologie SpA		31					
Fiorentina Gas Clienti SpA		24		,,			
EniServizi SpA (1)	100,000	14	14	16	2		
Hotel Assets Ltd	100,000	11	11	12	1		
leoc SpA	100,000	25	15	15			
Inversora de Gas Cuyana SA	76,000	75	75	26	(49)		
LNG Shipping SpA	100,000	285	285	371	86		
Padana Assicurazioni SpA	26,750	5	5	81	76		
Polimeri Europa SpA	100,000	1.379	1.393	1.501	108		
Praoil Oleodotti Italiani SpA	100,000	74	74	95	21		
Raffineria di Gela Srl	100,000	123	123	131	8		
Saipem SpA (2)	42,913	182	182	309	127		
Servizi Aerei SpA (1)	100,000	28	28	31	3		
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	2	2	2			
Siàiliana Gas Clienti SpA	100,000		4	5	1		
SnamProgetti SpA		91	***************************************				
Snam Rête Gas SpĂ (3)	50,044	1.991	1.991	3.699	1.708		
Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid SpA	99,612	241	241	422	181		
Società Finanziaria Eni SpA - Enifin	100,000	253	253	396	143		
Società Italiana per il Gas SpA - Italgas	100,000	2.015	2.135	2.462	327		
Società Oleodotti Meridionali SpA	70,000		42	42			

71996 - 580

(milioni di euro)

Denominazione	Quota % posseduta	Saldo netto al 31.12.2005	Saldo netto al 31.12.2006 A	Valore di patrimonio netto B	Differerenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Società Petrolifera Italiana SpA	99,960	36	36	44	8
Stoccaggi Gas Italia SpA (1)	100,000	1.136	1.136	1.369	233
Syndial SpA (4)	99,999	123	372	372	
Tecnomare SpA	65,000	7	15	32	17
Tigaz Zrt	50,000	224	116	159	43
Toscana Energia Clienti SpA	61,450		34	39	5
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	100,000	51	51	83	32
Totale imprese controllate		20.050	20.356	34.971	14.615
Imprese collegate e a controllo congiunto:					
Acam Clienti SpA	48,990	6	6	5	(1)
Distribuidora de Gas del Centro SA	31,350	60	60	37	(23)
Inversora de Gas del Centro SA	25,000	18	18	15	(3)
Raffineria di Milazzo ScpA	50,000	170	170	171	1
Setgas SA	21,871	2	2	4	2
Siciliana Gas SpA		25			
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	25	25	50	25
Unión Fenosa Gas SA	50,000	442	442	503	61
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl	2,815	1	1	1	
Totale imprese controllate e a controllo congiunto		749	724	786	62
Totale imprese controllate, collegate e a controllo congiunto		20.799	21.080	35.757	14.677

(1) Il valore del patrimonio netto delle società costituite attraverso conferimenti tiene conto dei maggiori valori riconosciuti dalle perizie asseverate dai rispettivi Consigli di Amministrazione. (2) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2006 (19,708 euro per azione) ammonta a 3.733 milioni di euro.

(3) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio consolidato della società. La valutazione di borsa al 31 dicembre 2006 (4,290 euro per azione) ammonta a 4.199 milioni di euro.

(4) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali nè vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità. In considerazione della consistenza patrimoniale e delle prospettive reddituali risultanti dai piani quadriennali, non si è proceduto alla svalutazione di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto, in particolare:

- Adriaplin doo, il cui valore di iscrizione di 14 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 3 milioni di euro;

- Distribuidora de Gas Cuyana SA, il cui valore di iscrizione di 14 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 2 milioni di euro;

- Inversora de Gas Cuyana SA, il cui valore di iscrizione di 75 milioni di euro è superiore a quello isultante dall'applicazione de metodo del patrimonio netto di 49 milioni di euro;

- Acam Clienti SpA, il cui valore di iscrizione di 6 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 1 milione di euro;

- Distribuidora de Gas del Centro SA, il cui valore di iscrizione di 60 milioni di euro è superiore a quello risultante dell'applicazione del metodo del patrimonio netto di 23 milioni di euro;

- Inversora de Gas del Centro SA, il cui valore di iscrizione di 18 milioni di euro è superiore a quello risulta te dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 3 milioni di euro.

Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie di 41 milioni di euro (43 milioni di euro al 31 dicembre 2005), sono tutte denominate in euro e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	9	8
- non strumentali all'attività operativa	13	12
Titoli:		
- strumentali all'attività operativa	20	20
Altre attività finanziarie	1	1
	43	41

I titoli strumentali all'attività operativa di 20 milioni di euro riguardano titoli di Stato relativi al cauzionamento bombole a norma della legge 539/1985. Il valore di mercato delle attività finanziarie valutate al costo è indicato alla nota n. 31. La scadenza delle altre attività finanziarie al 31 dicembre 2006 si analizza come segue:

Esigibili entr Pesercizio successivo (1)	Esigibili oltre Pesercizio successivo	Esigibili oltre 5 anni
	4.4	
		8
1	10	2
	20	
	•••	1
1	30	11
	Esigibili entr Pesercizio Successivo (1	1 10 20

⁽¹⁾ I crediti finanziari esigibili entro l'esercizio sono indicati nella nota n. 3 "Crediti commerciali e altri crediti".

Il valore di mercato delle altre attività finanziarie è indicato alla nota n. 31.

Altre attività

Le altre attività di 855 milioni di euro (816 milioni di euro al 31 dicembre 2005), si analizzano come segue:

31.12.2005	31.12.2006
765	776
51	79
816	855
	765 51

l crediti d'imposta di 776 milioni di euro sono così costituiti:

(miliòni	ďί	euro)

Crediti di imposta chiesti a rimborso	481
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	306
Fondo svalutazione crediti di imposta	
	776

L'aumento dei crediti di imposta, rispetto al 31 dicembre 2005, risulta pari a 11 milioni di euro.

Le altre attività comprendono principalmente: (i) i crediti verso Tamoil per un contratto di lavorazione greggi sul sistema di raffinazione (25 milioni di euro); (ii) i crediti per la cessione all'Ente fiera di Milano di un terreno situato a Rho (21 milioni di euro). Il valore di mercato delle altre attività non correnti, esclusi i crediti di imposta, è indicato alla nota n. 31.

Passività correnti

71996-582

13 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di 320 milioni di euro (355 milioni di euro al 31 dicembre 2005) riguardano essenzialmente i rapporti con l'impresa controllata Enifin SpA.

L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è di seguito indicata:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Euro	350	277
Dollaro USA	5	34
Lira Sterlina		9
	355	320
	The state of the s	

Le passività finanziarie a breve termine, denominate in euro, presentano un tasso di interesse variabile pari al 3,178% (2,445% al 31 dicembre 2005).

Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine

La quota a breve di passività finanziarie a lungo termine (30 milioni di euro) è indicata nella nota n. 18 "Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo", cui si rinvia.

Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti di 6.865 milioni di euro (6.688 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

	31.12.2005	31.12.2006
Debiti commerciali	5.792	5.921
Acconti e anticipi	171	169
Altri debiti		
- relativi all'attività di investimento	460	331
- altri	265	444
	6.688	6.865

I debiti commerciali di 5.921 milioni di euro riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (3.685 milioni di euro), debiti verso imprese controllate (2.092 milioni di euro) e debiti verso imprese collegate e a controllo congiunto per (144 milioni di euro). La variazione rispetto all'esercizio precedente di 129 milioni di euro si riferisce principalmente all'effetto dell'aumento dei prezzi medi di acquisto del gas connesso all'incremento dei parametri energetici di riferimento.

I debiti commerciali verso imprese controllate di 2.092 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) l'acquisto di greggio (1.1719 milioni di euro); (ii) il trasporto e la distribuzione di gas naturale verso Snam Rete Gas SpA (236 milioni di euro); (iii) le prestazioni di servizi di ingegneria ricevuti da Snamprogetti SpA (108 milioni di euro); (iv) i compensi dovuti a EniPower SpA per la somministrazione di energia elettrica (98 milioni di euro); (v) i compensi di la Raffineria di Gela SpA (84 milioni di euro); (vi) il servizio di modulazione e stoccaggio verso Stoccaggi Gas Italia SpA (28 milioni di euro); (vii) i debiti verso Serfactoring SpA per crediti ceduti da fornitori di Eni (36 milioni di euro).

I debiti commerciali verso imprese collegate e a controllo congiunto di 144 milioni di euro riguardano principalmente: (i) l'acquisto di gas naturale nei confronti di Promgas SpA (39 milioni di euro); (ii) il trasporto di gas naturale verso Trans Austria Gasleitung GmbH (18 milioni di euro); (iii) il vettoriamento gas verso l'Azienda Energia e Servizi Torino SpA (18 milioni di euro); (iv) i compensi di lavorazione dovuti alla Raffineria di Milazzo ScpA (12 milioni di euro).

Gli acconti e anticipi di 169 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) i buoni carburante prepagati in circolazione (109 milioni di euro); (ii) gli acconti ricevuti da terzi per le attività in joint venture della Divisione Exploration & Production (19 milioni di euro); (iii) gli acconti ricevuti da EniPower SpA (13 milioni di euro) relativi alla parte fissa del corrispettivo dovuto a fronte dell'impegno assunto da Eni di ridurre le emissioni inquinanti nel sito industriale di Sannazzaro de'Burgundi.

Gli altri debiti riguardano essenzialmente: (i) debiti diversi verso il personale (136 milioni di euro); (ii) debiti verso controllate per consolidato fiscale (76 milioni di euro); (iii) debiti verso le società controllate per l'Iva di Gruppo (63 milioni di euro); (iv) debiti verso istituti di previdenza sociale (50 milioni di euro).

L'analisi per valuta dei debiti commerciali e altri debiti è di seguito indicata:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Euro	5.216	5.701
Dollaro USA	1.468	1.157
Lira Sterlina	4	6
Altre valute	, manua	1
	6.688	6.865

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 34.

Il valore di mercato dei debiti commerciali e altri debiti esigibili oltre l'esercizio successivo è indicato alla nota n. 31.

Passività per imposte correnti

Le passività per imposte correnti di 853 milioni di euro (1.157 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

31.12.2005	31.12.2006
775	589
146	167
46	64
14	23
136	8
32	1
8	1
1.157	853
	775 146 46 14 136 32 8

Le accise e imposte di consumo di 589 milioni di euro diminuiscono di 186 milioni di euro per effetto essenzialmente sia della riduzione dei ricavi di vendita gas effettuate a clienti finali in Italia sia della minore immissione a consumo di prodotti petroliferi avvenuta negli ultimi mesi del 2006.

Le imposte sul reddito sono commentate alla nota n. 29.

Altre passività

Le altre passività di 60 milioni di euro (38 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Fair Value su contratti derivati non di copertura	5	. 17
Altre passività	33	43
	38	60

71996=⁵⁸⁴

Il fair value su contratti derivati non di copertura di 17 milioni di euro si analizza come segue:

(milioní di euro)	31.12.2005		31.12.2006	
	Fair Value	Impegni	Fair Value	Impegni
Gestione del rischio di cambio				
Outright	2	286	6	431
Currency swap	3	366	1	297
Gestione dei rischi sui prezzi delle merci	7177-144	West of the second		
Over the counter			10	128
	5	652	17	856

La società non stipula contratti derivati con finalità speculative, ma effettuando operazioni anche su esposizioni nette, non è in grado di soddisfare le condizioni formali indicate dallo IAS 39 "Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione" in merito alla qualificazione dei contratti come di copertura.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura, alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi" delle Note al bilancio consolidato.

Le altre passività al 31 dicembre 2006 comprendono la quota a breve di competenza dei futuri esercizi dei compensi di carattere pluriennale riconosciuti per i contratti di trasporto gas (v. nota n. 22).

Passività non correnti

Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine. Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di 2.431 milioni di euro (2.589 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005				31.12.2006	
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve	Totale
Obbligazioni	2.058		2.058	2.058		2.058
Banche	24	30	54	1	2	3
Altri finanziatori:						
- imprese controllate	356	110	466	329	28	357
- altri	10	1	11	13		13/
	2.448	141	2.589	2.401	30	2.431
						<u></u>

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, sono denominate in euro.
Le passività finanziarie verso altri finanziatori e banche presentano un tasso di interesse fisso. Il tasso medio di interesse delle passività finanziarie a lungo, comprese le quote a breve, in essere al 31 dicembre 2006 è del 4,847% (4,6% al 31 dicembre 2005). I tassi di interesse effettivi adottati sono compresi tra il 3,7% e il 9,32%.

La scadenza delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, si analizza come segue:

(milioni di euro)	Valore al 3	1 dicembr	e		5	icadenza a l	ungo termi	ne	
Tipo	2005	2006	Scad. 2007	2008	2009	2010	2011	Oltre	Totale
Banche	-							•	
- mutui ordinari	25	1	1						
- mutui a tasso agevolato	29	2	1			1			1
Obbligazioni									
- Euro Medium Term Notes 6,125%	514	514				514			514
- Euro Medium term Notes 4,625%	1.544	1.544						1.544	1.544
Altri finanziatori									****
- imprese controllate	466	357	28	43	43	59	34	150	329
- altri	11	13						13	13
	2.589	2.431	30	43	43	574	34	1.707	2.401

L'analisi dei prestiti obbligazionari è di seguito indicata:

(milioni di euro)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo d'interesse e aftre variazioni	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
- Euro Medium Term Notes	500	14	514	euro	2010	6,125
- Euro Medium Term Notes	1.500	44	1.544	euro	2013	4,625
<i>I</i> , , , , , , , , , , , , , , , , , , ,	2.000	58	2.058		·····	

Le obbligazioni di 2.058 milioni di euro riguardano Euro Medium Term Notes per 500 milioni di euro, rappresentate da n. 50.000 obbligazioni, emesse nel giugno 2000 a tasso fisso del 6,125%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni e Euro Medium Term Notes per 1.500 milioni di euro, rappresentate da n. 1.500.000 obbligazioni, emesse nell'aprile 2003 a tasso fisso del 4,625%, interessi annuali, con scadenza a dieci anni. L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economici-finanziari" della Relazione sulla gestione è la seguente:

	31,12,2005			31.12.2006			
	Correnti	Non	Totale	Correnti	Non	Totale	
(milioni di euro)		correnti			correnti		
A. Disponibilità liquide	749		749	812		812	
B. Titoli disponibili per la vendita	235		235	235		235	
C. Liquidità (A+B)	984		984	1.047		1.047	
D. Crediti finanziari (1)	1.011	13	1.024	1	12	13	
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	12		12	10		10	
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	30	24	54	2	1	3	
G. Prestiti obbligazionari		2.058	2.058		2.058	2.058	
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità corre	late 343		343	310		310	
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correla	ate 110	356	466	28	329	357	
L. Altre passività finanziarie a lungo termine		10	10		13	13	
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	495	2.448	2.943	350	2.401	2.751	
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	(1.500)	2.435	935	(698)	2.389	1.691	

Il valore di mercato delle passività finanziarie a lungo termine è indicato alla nota n. 31.

⁽¹⁾ La voce non comprende i crediti finanziari non correnti strumentali all'attività operativa di 8 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2005).

Fondi per rischi e oneri

71996-586

(milioni di euro)	Valore intziale	Riclassifiche	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Altre variazioni	Valore finale
31.12. 2005					-				· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·
Fondo smantellamento e ripristino siti	756	(15)	219	31	32	(26)	(125)		872
Fondo rischi e oneri ambientali	297	15	5		273	(115)			475
Fondo rischi e oneri per sanzione Authority					290				290
Fondo rischi a fronte della delibera 248/2004 AEEG				****	220				220
Fondo dismissioni e ristrutturazioni Fondo oneri su sconti da riconoscere	198				68	(79)	(28)		159
su tariffe di trasporto	160			8		(18)	(28)		122
Altri fondi per rischi ed oneri (1)	377	(73)	(1)	1	247	(114)	(12)	(15)	410
	1.788	(73)	223	40	1.130	(352)	(193)	(15)	2.548
in the set of the second of th						AN CONTRACTOR			
Ballifarista a conca sintegnally in the property of the	775		600 A (2) A (4)		Anna e				
and a substitution of the	Commence Continue				e e de la composition				
karing research our capite group on activity of processions									
STREET STREET STREET					100				35 725
Paparent establis a depes en marco		沙沙 湾		0.00		400-400	NS YEAR		
SHAUIR (IN INSTANCE)									20
den transporter en			A 1 (1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1						
					n Aze (c.		(64)		22.00
			學自然學			2 19-	F(226)		

(1) La riclassifica riguarda essenzialmente la riclassifica al fondo svalutazione crediti del fondo relativo alla stima degli oneri a fronte della cessione a British Telecom Plc del-credito vantato verso Albacom SpA acquistato nel febbraio 2005 (62 milioni di euro).

Il fondo smantellamento e ripristino siti di 1.458 milioni di euro accoglie principalmente i costi che si presume discosterere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e i ripristino siti 1.415 milioni di euro). L'incremento di 586 milioni di euro comprende: (i) l'adeguamento tecnico delle stime precedentemente effettitate con particolare riferimento alle strutture di produzione offshore, in considerazione della revisione delle ipotesi di schantellamento e di chiusura mineraria e dell'incremento delle tariffe di mercato degli impianti marini utilizzati per l'attività di smantellamento per 608 milioni di euro; (ii) gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo imputati a conto economico per 24 milioni di euro nonché, in diminuzione, l'utilizzo a fronte degli oneri sostenuti nel periodo per 48 milioni di euro. Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il 4,034% e il 4,508%. Il periodo previsto degli esborsi è 2007-2034. La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo. Il fondo comprende altresì i costi stimati di smantellamento e ripristino relativi a stazioni di servizio, al deposito di Bari, alla raffineria di Ravenna e al deposito costiero di Venezia che hanno cessato l'attività produttiva (17 milioni di euro).

Il fondo rischi e oneri ambientali di 459 milioni di euro riguarda principalmente gli oneri ambientali relativi di siti di Manfredonia, Avenza e Pontenossa a fronte delle garanzie rilasciate alla Syndial SpA all'atto della cessione delle partedipazioni nell'Agricoltura SpA e nella Singea SpA (117 milioni di euro), i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (165 milioni di euro), negli impianti di raffinazione (53 milioni di euro), nei depositi (51 milioni di euro), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (43 milioni di euro) nonché negli impianti di produzione di lubrificanti (18 milioni di euro). Il fondo rischi a fronte della sanzione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato di 295 milioni di euro effettuato a fronte della sanzione amministrativa comminata dall'Autorità il 15 febbraio 2006.

Il fondo rischi a fronte della delibera 248/2004 dell' Autorità per l'energia elettrica ed il gas di 136 milioni di euro accoglie la stima dell'impatto derivante dall'applicazione, con effetto dal 1° gennaio 2005, della delibera 248/2004 e successive dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas; tale fondo è stato considerato esuberante per 139 milioni di euro in virtù dell'applicazione del nuovo regime regolatorio introdotto dalla delibera 134/06 dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas.

Il fondo dismissioni e ristrutturazioni di 125 milioni di euro riguarda essenzialmente la stima degli oneri futuri connessi agli accordi con la Erg SpA per il conferimento alla Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo e gli oneri connessi alla cessione a terzi di impianti di distribuzione e terreni.

Il fondo oneri su sconti da riconoscere su tariffe di trasporto di 120 milioni di euro riguarda gli sconti su tariffe di trasporto da riconoscere a clienti che hanno versato contributi di allacciamento che, sulla base di quanto disposto dalla Delibera 120/2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono applicati da Snam Rete Gas SpA a cui è stato conferito da parte della Snam SpA, con efficacia 1° luglio 2001, il ramo d'azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas". L'onere fa carico a Eni in forza della manleva prestata dall'incorporata Snam a Snam Rete Gas SpA sulle sopravvenienze passive derivanti da attività svolte anteriormente alla data di decorrenza del conferimento.

Il fondo rischi e oneri per sanzione Authority per jet fuel di 118 milioni di euro, è relativo alla sanzione comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato in relazione all'istruttoria sui rifornimenti di jet fuel. (1)

Gli altri fondi di 509 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) gli oneri derivanti dalla stima di probabili oneri su approvvigionamento di merci (100 milioni di euro); (ii) gli oneri derivanti dalle garanzie prestate all'atto della cessione di Snamprogetti SpA a favore della Saipem Projects SpA (66 milioni di euro); (iii) gli oneri per cause lavoro e altre cause legali (59 milioni di euro); (iv) gli oneri derivanti da operazioni e concorsi a premi in corso alla fine dell'esercizio (50 milioni di euro); (v) gli oneri derivanti dall'istruttoria dell'AEEG sull'utilizzo di capacità di stoccaggio per l'anno termico 2005-2006 (45 milioni di euro); (vi) gli oneri di natura commerciale (33 milioni di euro); (vii) gli oneri connessi ai corrispettivi addizionali relativi all'utilizzo di gas strategico (26 milioni di euro); (viii) gli oneri relativi agli accordi attuativi stipulati con la Regione Basilicata connessi allo sviluppo del programma petrolifero di Eni nell'area della Val d'Agri (19 milioni di euro); (ix) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla mutua assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (19 milioni di euro).

Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti di 308 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Trattamento di fine rapporto lavoro subordinato	201	231
Fondo integrativo sanitario dirigenti ENI SpA	43	44
Altri fondi per benefici ai dipendenti	11	33
	255	308

Il fondo trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato, disciplinato dall'art. 2120 del codice civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti Eni all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.

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

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

⁽¹⁾ Informazioni sulla delibera sono fornite nel capitolo "Contenziosi"- delle Note al bilancio consolidato.

7199.6-588

I fondi per benefici ai dipendenti valutati applicando tecniche attuariali si analizzano come di seguito indicato:

		31.12.2005			31.12.2006	
(milioni di euro)	TFR	FISDE	ALTRI	TFR	FISDE	ALTRI
Obbligazioni all'inizio dell'esercizio	200	44	10	249	42	11
Costo corrente	17		1	22		21
Costo per interessi	9	3	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	11	3	
Utili/perdite attuariali (1)	38	(2)	1	(34)	(1)	2
Benefici pagati	(15)	(3)	(1)	(19)	(3)	(1)
Altre variazioni				16	1	
Obbligazione alla fine dell'esercizio	249	42	17	245	42	33
Utili/perdite attuariali non rilevate	(48)	1		(14)	2	
Passività rilevate in bilancio	201	43	11	231	44	33

⁽¹⁾ È indicato l'ammontare comprensivo della quota non rilevata a conto economico.

I costi relativi agli altri benefici riguardano gli incentivi monetari differiti per 21 milioni di euro. Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

31.12.2005	31.12.2006
4,5%	4% - 4,5%
2,7% - 5,3%	2,7% - 4%
2,1% - 2,3%	2%
	4,5% 2,7% - 5,3% 2,1% - 2,3%

A partire dal 1° gennaio 2007 la Legge Finanziaria e relativi decreti attuativi hanno introdotto modificazioni rilevanti nella disciplina del TFR, tra cui la scelta del lavoratore in merito alla destinazione del proprio TFR maturando. In particolare, i nuovi flussi di TFR potranno essere indirizzati dal lavoratore a forme pensionistiche prescelte oppure mantenuti in azienda (nel qual caso quest'ultima verserà i contributi TFR ad un conto di tesoreria istituito presso l'INPS). Allo stato, le incertezze interpretative della sopra citata norma di recente emanazione anche in ordine alle possibili modifiche sui calcoli attuariali del TFR maturato, nonchè l'impossibilità di stimare le scelte attribuite ai dipendenti sulla destinazione del TFR maturando (per le quali il singolo dipendente ha tempo sino al 30 giugno prossimo) non consentono di stimare gli effetti della modifica normativa sui valori del TFR maturato al 31 dicembre 2006.

21 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite di 110 milioni di euro (132 milioni di euro al 31 dicembre 2005) sono imposte al netto della attività per imposte anticipate compensabili di 1.675 milioni di euro (1.475 milioni di euro al 31 dicembre 2005)

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2005	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2006
Passività per imposte differite	132	(289)	269	(2)	110

Le passività per imposte differite si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Imposte sul reddito differite	1.607	1.785
Imposte sul reddito anticipate compensabili	(1.475)	(1.675)
	132	110
	· · · ·	

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

(milioni di euro)	2005	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	2006
Imposte differite:					
- ammortamenti dedotti in via extracontabile	677	138	(83)		732
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	703	16	(87)		632
- plusvalenze e contributi a tassazione differita	23	6	(13)		16
- differenze su attività materiali e immateriali	172	4	(27)	227	376
- altre	32	20	(23)		29
	1.607	184	(233)	227	1.785
Imposte anticipate	,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,				
- fondi per rischi ed oneri	(1.005)	(322)	256	(227)	(1.298)
- svalutazione partecipazioni a deducibilità differita	(232)		168		(64)
- differenze su attività materiali e immateriali	(70)	(97)	57		(110)
- altre	(168)	(54)	21	(2)	(203)
	(1.475)	(473)	502	(229)	(1.675)
	132	(289)	269	(2)	110

Nella determinazione del fondo imposte differite non si è tenuto conto della differenza temporanea relativa alle riserve in sospensione di imposta perché non ne è prevista la distribuzione.

Le altre variazioni riguardano essenzialmente la revisione di stima del fondo smantellamento e ripristino siti; a seguito di tale revisione si sono determinati incrementi del fondo e dei relativi cespiti di pari importo che corrispondentemente hanno determinato un maggior credito per imposte anticipate e una maggiore passività per imposte differite entrambi di pari importo (227 milioni di euro).

22 Altre passività

Le altre passività di 437 milioni di euro (450 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2005	31.12.2006
Depositi cauzionali	137	141
Altre passività	313	296
	450	437
· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·		

L'depositi cauzionali a lungo termine fanno principalmente riferimento a quelli ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas (413 milioni di euro).

Le altre passività riguardano le quote di competenza dei futuri esercizi dei proventi poliennali relativi ai compensi di carattere pluriennale riconosciuti da: (i) Eni Gas & Power CH SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto stipulati con la Transitgas AG (46% Eni International BV) sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda (93 milioni di euro); (ii) Trans Tunisian Pipeline Co Ltd per la rinegoziazione del contratto passivo di trasporto sul tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria stipulato con Eni (92 milioni di euro); (iii) la rinegoziazione con la Trans Austria Gasleitung GmbH (89% Eni International BV) del contratto passivo di trasporto gas (61 milioni di euro); (iv) Tamoil Petroli SpA relativamente al contratto pluriennale di lavorazione greggi (43 milioni di euro); (v) British Gas, a titolo di indennizzo a fronte dei maggiori oneri sostenuti per l'assunzione da parte dell'Eni, per il periodo dal 2000 al 2018, di una quota degli impegni di trasporto del gasdotto che collega il Regno Unito e il Belgio di proprietà della Interconnector UK Ltd (7 milioni di euro).

Il valore di mercato delle altre passività non correnti è indicato alla nota n. 31.

23 Patrimonio netto

	Valore al 31,12,2005	Valore al 31.12.2006
(milioni di euro)	₹ ₹	A K
Capitale sociale	4.005	4,005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(4.218)	(5.374)
Riserva per acquisto azioni proprie	. 5.347	7,262
Altre riserve di capitale:	10.018	10.072
- Riserve di rivalutazione:	9.926	9.926
- legge n. 576/1975		3.520
- legge n. 72/1983	3	3
- legge n. 408/1990	2	2
- legge n. 413/1991	39	39
- legge n. 342/2000	9,839	9.839
- legge n. 448/2001	43	43
- Riserva conferimenti leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986	62	62
- Riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993	30	84
Altre riserve di utili non disponibili	92	29
- Riserva disponibile legge n. 488/1992	85	26
- Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	7	3
Altre riserve di utili disponibili	5.635	6.371
- Riserva disponibile	5.134	5.866
- Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	403	407
- Riserva art. 14 legge n. 342/2000	74	74
- Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983	19	19
- Riserva da avanzo di fusione	4	4
- Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1	1
Applicazione IFRS (1)	678	<u>'</u>
Acconto sui dividendi	(1.686)	(2.210)
Utile dell'esercizio	6.042	5.821
	26.872	26.935
	# V.V. Z	20.333

(1) Corrisponde all'effetto di prima applicazione degli IFRS al 1.1.2005 (670 milioni di euro) e all'effetto nel 2005 delle rettifiche che sono rilevate in controparitta diretta di patrimonio netto (8 milioni di euro).

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2006, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 4.005.358.876 azioni del valore nominale di 1 euro, di cari. 6 n. 813.443.277, pari al 20,31%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 400.288.338 azioni pari al 9,99% proprietà della Cassa depositi e prestiti SpA; (iii) n. 324.959.866 azioni, pari all'8,11%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2466.667.395 azioni, pari al 61,59%, di proprietà di altri azionisti².

Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte dalle incorporate Snam SpA e Somicem SpA di complessivi 473 milioni di euro e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini Ires in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di 473 milioni di euro concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per la Snam, le riserve di rivalutazione: a) legge n. 576/1975 di 258 milioni di euro, b) legge n. 72/1983 di 70 milioni di euro, c) legge n. 413/1991 di 137 milioni di euro, d) legge n. 342/2000 di 8 milioni di euro; (ii) per la Somicem, la riserva di rivalutazione legge n. 576/1975 di 0,05 milioni di euro.

⁽²⁾ Al 31 dicembre 2006 sulla base delle risultanze del libro soci e delle informazioni a disposizione, non risultano iscritti altri azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale.

Riserva legale

La riserva legale di 959 milioni di euro aumenta di 0,2 milioni di euro a seguito della delibera dell'Assemblea del 25 maggio 2006 di imputare alla riserva l'importo necessario affinché essa ammonti a un quinto del capitale sottoscritto alla data dell'Assemblea. La riserva legale include la differenza di conversione (132 milioni di euro) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del codice civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite.

Azioni proprie acquistate

Le azioni proprie acquistate ammontano a 5.374 milioni di euro (4.218 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e sono rappresentate da n. 324.959.866 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (n. 278.013.975 azioni al 31 dicembre 2005). Nell'esercizio sono state acquistate n. 53.125.491 azioni del valore nominale di 1 euro, pari all'1,33 % del capitale sociale, per il corrispettivo di 1.241 milioni di euro (in media 23,354 euro per azione).

L'analisi per anno degli acquisti effettuati dall'inizio del programma di acquisto di azioni proprie è indicata al paragrafo "Azioni proprie e di società controllanti" del capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione.

Le azioni proprie per 839 milioni di euro (239 milioni di euro al 31 dicembre 2005), rappresentate da n. 40.114.000 azioni ordinarie (n. 17.428.300 azioni ordinarie al 31 dicembre 2005), acquistate al costo medio 20,919 euro, pari all'1% del capitale sociale, sono al servizio dei piani di stock option 2002-2005 e 2006-2008 (n. 38.240.400 azioni) e di stock grant 2003 - 2005 (n. 1.873.600 azioni).

Stock option	Stock grant	Totale
14.004.500	3.423.800	17.428.300
30.000.000		30.000.000
(624,900)	(296.600)	(921.500)
(4.943.200)	(1.236.400)	(6.179.600)
(196.000)	(17.200)	(213.200)
38.240.400	1.873.600	40.114.000
	14.004.500 30.000.000 (624.900) (4.943.200) (196.000)	14.004.500 3.423.800 30.000.000 (624.900) (296.600) (4.943.200) (1.236.400) (196.000) (17.200)

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di stock option e stock grant sono fornite al paragrafo "Piani di incentivazione a lungo termine dei dirigenti con azioni Eni" del capitolo "Compensi e altre informazioni" della Relazione sulla gestione.

Riserva per acquisto azioni proprie

La riserva per acquisto azioni proprie di 7.262 milioni di euro è stata costituita dall'Assemblea mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili per essere destinata all'acquisto di azioni proprie avvenuto per 5.512 milioni di euro al 31 dicembre 2006. La riserva è al netto del valore di libro delle azioni proprie cedute/assegnate in esecuzione dei piani di incentivazione dei dirigenti del Gruppo Eni pari a 138 milioni di euro, che tuttavia concorre alla determinazione dell'ammontare complessivo massimo di 7,4 miliardi di euro per il quale è stato autorizzato l'acquisto.

L'incremento di 1.915 milioni di euro è connesso alla riclassifica dalla "Riserva disponibile" per 2 miliardi di euro a seguito della delibera dell'Assemblea del 25 maggio 2006, parzialmente assorbito dalle riclassifiche alla "Riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993" (54 milioni di euro), alla "Riserva disponibile" (31 milioni di euro) e alla "Riserva conferimenti legge n. 41/1986" (0,1 milioni di euro) a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2006 di azioni proprie al servizio dei piani di stock option e stock grant a dirigenti del Gruppo Eni. L'Assemblea del 25 maggio 2006 ha inoltre autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del codice civile, a proseguire, per un periodo di 18 mesi dalla data di deliberazione assembleare, nel programma di acquisto di azioni proprie fino a raggiungere il massimo di 400 milioni di azioni del valore nominale di un euro e fino all'ammontare complessivo massimo di 7,4 miliardi e per prezzo non inferiore al loro valore nominale e non superiore del 5% rispetto al prezzo di riferimento registrato nel giorno di borsa precedente ogni singolo acquisto.

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di 10.072 milioni di euro riguardano:

 riserve di rivalutazione: 9.926 milioni di euro. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (8.000 milioni di euro) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini Ires;

ENI BILANCIO DI ESERCIZIO 2006 / NOTE AL BILANCIO

- riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993: 84 milioni di euro con un incremento di 54 milioni di euro dovuto alla riclassifica dalla "Riserva per acquisto azioni proprie" a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2006 di azioni proprie al servizio dei piani di stock option e stock grant a dirigenti del Gruppo Eni. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2000 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola parte a "Riserva per acquisto azioni proprie" (3.389 milioni di euro) e parte a "Riserva legale" (437 milioni di euro);
- riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986: 62 milioni di euro. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (leggi nn. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato. La riserva conferimenti legge n. 41/1986 si è incrementata di 0,1 milioni di euro a seguito della riclassifica dalla "Riserva per acquisto azioni proprie" a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2006 di azioni proprie al servizio dei piani di stock option e stock grant a dirigenti del Gruppo Eni.

Altre riserve di utili non disponibili

Le altre riserve di utili non disponibili di 31 milioni di euro riguardano:

- riserva disponibile legge 488/1992: 26 milioni di euro. Tale riserva è vincolata al fine di ottenere le agevolazioni finanziarie previste dalla legge n. 488/1992 relativa al progetto di ammodernamento raffineria di Taranto per 26 milioni di euro. Si riduce di 59 milioni di euro a seguito del completamento totale o parziale dei progetti di investimento. La riserva è disponibile per la sola copertura perdite;
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986: 3 milioni di euro. Tale riserva è vincolata per un importo corrispondente alle quote residue di ammortamento dei beni cui i contributi si riferiscono (v. "Altre riserve di utili disponibili Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite.

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili 6.369 milioni di euro riguardano:

- riserva disponibile: 5.866 milioni di euro con un incremento di 732 milioni di euro dovuto essenzialmente: (i) al saldo positivo dei maggiori e minori valori patrimoniali iscritti per effetto dell'adozione dei nuovi principi contabili internazionali complessivamente pari a 1.432 milioni di euro. Tale saldo positivo comprende per 1.172 milioni di euro il saldo positivo delle rettifiche di valore delle attività e passività diverse da quelle di cui a commi da 2 a 6 dell'art. 7 del D.Lgs. 38/2005 divenuto disponibile nel corso del 2006 a seguito dell'avvenuto realizzo dei relativi plusvalori; (ii) all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2005 di 1.202 milioni di euro; (iii) alla riclassifica dalla "Riserva per acquisto azioni proprie" di 31 milioni di euro a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2006 di azioni proprie al servizio dei piani di stock option e stock grant a dirigenti del Gruppo Eni; (iv) all'imputazione di 14 milioni di euro a conto economico del costo di competenza di esercizio delle stock option e delle stock grant assegnate nel periodo 2003 2006; (v) alla differenza positiva di 7 milioni di euro realizzata tra il valore di carico delle azioni proprie cedute e il prezzo di esercizio delle stock option esercitate nel corso del 2006 da parte dei dirigenti del Gruppo Eni. Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla riclassifica di 2 miliardi di euro alla "Riserva per acquisto all'incorporazione dell'EniTecnologie SpA;
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986: 407 milioni di euro. Accoglie: (i) ai sensi dell'att. 173, comma 9, dal D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'algas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercico 1988 (43 milioni di euro); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti inserve in sultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini Ires in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo. Tale riserva aumenta di 4 milioni di euro per la liberazione della parte vincolata a seguito dell'ammortamento dei beni cui i contributi si riferiscono;
- riserva art. 14 legge n. 342/2000: 74 milioni di euro. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente ricorosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini Ires;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983: 19 milioni di euro. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini lres realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;

- riserva da avanzo di fusione: 4 milioni di euro. Accoglie l'avanzo di fusione che residua dopo la ricostituzione delle riserve in sospensione d'imposta risultanti dal bilancio al 31 dicembre 2003 della incorporata EniData effettuata in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986 e in applicazione dei criteri previsti dal comma 6 dello stesso articolo, alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: 1 milione di euro. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a 0,5, 0,2 e 0,06 milioni di euro la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam ed EniData. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini Ires.

Acconto sui dividendi

L'acconto sul dividendo di 2.210 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2006 di 0,60 euro per azione deliberato il 21 settembre 2006 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del codice civile e messo in pagamento a partire dal 26 ottobre 2006.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione. Su queste riserve non sono state stanziate imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione, le imposte potenziali che sarebbero dovute nel caso di distribuzione ammontano a 1.912 milioni di euro.

Le riserve che possono essere vincolate a fronte di rettifiche di valore e di accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a12.267 milioni di euro e riguardano essenzialmente la riserva disponibile (5,9 miliardi di euro), la riserva per acquisto azioni proprie (5,3 miliardi di euro)³ e la riserva legale (1,0 miliardi di euro). Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a 6,0 miliardi di euro e riguardano in particolare la riserva disponibile.

Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di 46.783 milioni di euro (46.699 milioni di euro al 31 dicembre 2005) si analizzano come segue:

gerieta		31.12.2005			31.12.2006	
and the street of the	Fidejussioni	Altre garanzie	Totale	Fidejussioni	Altre	Totale
(milioni di euro)		personali		ļ.	garanzie personali	
Imprese controllate	7.685	31.408	39.093	7.891	31.315	39.206
Imprese collegate	4.894	14	4.908	5.654	14	5.668
Imprese a controllo congiunto	160	1.493	1.653	145	873	1.018
Pròprio		568	568		485	485
Altri Totale		477	477		406	406
Totale	12.739	33.960	46.699	13.690	33.093	46.783

⁽¹⁾ A seguito dell'adozione dei principi contabili internazionali IFRS, i rapporti verso imprese a controllo congiunto sono esposti separatamente.

Le fideiussioni prestate nell'interesse di imprese controllate di 7.891 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 7.754 milioni di euro, le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production a eseguire investimenti per un livello minimo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta a 4.688 milioni di euro;
- per 96 milioni di euro le fidejussioni concesse a favore di banche in relazione alla concessione di finanziamenti a lungo termine a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta a 11 milioni di euro;

⁽³⁾ Il vincolo di cui all'art. 109, comma 4, lett. b del D.P.R n. 917/1986 già apposto (2 miliardi di euro) è stato attribuito idealmente alla riserva per azioni proprie in portafoglio.

ENI BILANCIO DI ESERCIZIO 2006 / NOTE AL BILANCIO

- per 41 milioni di euro, le fidejussioni concesse a favore della BEI a fronte di finanziamenti concessi alla Snam Rete Gas SpA (50,04% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta a 1 milione di euro.

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate di 5.654 milioni di euro sono relative essenzialmente alla fidejussione prestata alla Treno Alta Velocità -TAV- SpA (5.654 milioni di euro) con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano - Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta a 1.051 milioni di euro. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate da Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate.

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese a controllo congiunto di 145 milioni di euro riguardano principalmente:

- per 133 milioni di euro, la fidejussione prestata a favore di Eni Coordination Center SA per un finanziamento a lungo termine concesso alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta a 63 milioni di euro;
- per 10 milioni di euro, la fidejussione prestata a favore di Eni Coordination Center per un finanziamento concesso alla Geopromtrans LLC. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 corrisponde al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate di 31.315 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- per 22.290 milioni di euro le garanzie rilasciate nell'interesse di Enifin SpA (100% Eni) a favore di banche per affidamenti alla stessa concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta a 8.644 milioni di euro;
- per 4.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper, fino a un massimo di 4.000 milioni di euro. Al 31 dicembre 2006 non c'è alcun impegno effettivo;
- per 3.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA a fronte del programma di emissione di Medium Term Notes fino a un massimo di 6.000 milioni di euro. Al 31 dicembre 2006 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Coordination Center SA ammonta a 2.392 milioni di euro;
- per 1.393 milioni di euro le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato per i rimborsi IVA;
- per 241 milioni di euro le garanzie concesse a favore di terzi in relazione agli impegni assunti dalla Singea SpA in liquidazione (incorporata dalla Syndial nel 2002) per la cessione della PortoVesme Srl;
- per 185 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore della BEI a fronte del finanziamento concesso all'Enifin SpA per la realizzazione del programma di investimento per il ripristino, l'ampliamento e l'estensione delle reti di distribuzione di Italgas SpA. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 corrisponde al valore nominale;
- per 60 milioni di euro la responsabilità in solido di Eni SpA nei confronti dell'Amministrazione finanziaria dello Stato, in base alla legge n. 549/1995, derivante dall'acquisto a norma dell'articolo 43-ter del D.P.R. 29 settembre 1973, n. 602 di credio rpeg da imprese controllate che si sono impegnate a tenere indenne Eni da qualsiasi atto dell'Amministrazione finanziaria imparticolare Stoccaggi Gas Italia SpA, 28 milioni di euro, Snam Rete Gas SpA, 13 milioni di euro, Snamprogetti SpA, 9 milioni di euro,
- per 50 milioni di euro le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse dell'Agin Française Sa (99-99) Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta 22 milioni di Suro;
- la garanzia di 29 milioni di euro prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline LLC nell'interesse di Eni USA Gas-Marketing LLC (100% Eni Petroleum Co Inc) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas nelle aree di vendira del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 è pari al valore nominale;
- per 28 milioni di euro garanzie rilasciate a favore di Ceska Rafinerska, a.s. nell'interesse dell'Agip Ceska Republika s.r.o. (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta a 28 milioni di euro.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate di 14 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- la lettera di patronage di 14 milioni di euro, (definita nell'ambito dell'operazione di scissione parziale di Italgas SpA), rilasciata a fronte dell'ammontare garantito dalla controllata Italgas SpA in favore di banche a fronte di finanziamenti a lungo termine concessi alla Setgas SA. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta a 12 milioni di euro.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese a controllo congiunto di 873 milioni di euro riguardano principalmente:

- la garanzia di 756 milioni di euro prestata a favore del consorzio internazionale di banche in relazione alla concessione di un finanziamento alla Blue Stream Pipeline Company BV (50% Eni International BV). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta a 494 milioni di euro;

- le controgaranzie di performance di 61 milioni di euro, rilasciate a favore di Unión Fenosa SA e nell'interesse di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 corrisponde al valore nominale;
- le lettere di patronage di 56 milioni di euro rilasciate a favore di banche in relazione alla concessione di finanziamenti alla Raffineria di Milazzo ScpA (50% Eni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta a 13 milioni di euro.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di 485 milioni di euro riguardano principalmente:

- le manleve a favore dell'Enifin SpA (452 milioni di euro) e di banche (28 milioni di euro), a fronte delle fidejussioni da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura. L'impegno effettivo è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di 406 milioni di euro riguardano principalmente:

- la controgaranzia di 323 milioni di euro rilasciata a fronte dell'ammontare garantito dalla controllata Enifin SpA, in quota paritetica con Unión Fenosa SA (azionista al 50% di Unión Fenosa Gas SA), in favore di banche a fronte dell'operazione di finanziamento della Segas Services SAE (controllata da Unión Fenosa Gas SA). Tale garanzia è stata rilasciata nell'ambito dell'operazione di acquisto della joint venture Unión Fenosa Gas SA. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 ammonta a 311 milioni di euro;
- le garanzie di 59 milioni di euro prestate a favore di banche a fronte dell'operazione di finanziamento della Planta de Regasification de Sagunto SAGGAS (partecipata da Unión Fenosa Gas SA). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2006 corrisponde a 55 milioni di euro.

Impegni e rischi

(milioni di euro)	31.12,2005	31.12.2006
Impegni (1)		
Acquisto di beni	98	
Altri	215	205
110000	313	205
Rischi	156	123
	469	328
· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·		

⁽¹⁾ A seguito dell'adozione dei principi contabili internazionali IFRS, gli impegni relativi ai contratti derivati sono esposti nelle note n. 6 e 17 e l'informativa sui beni in leasing operativo è esposta nella nota n. 26 delle Note al bilancio di esercizio.

Gli altri impegni di 205 milioni di euro riguardano essenzialmente l'impegno derivante dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi. Al 31 dicembre 2006 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in 181 milioni di euro (106 milioni di euro in quota Eni, di cui 64 come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e 42 come impegno economico).

I rischi di 123 milioni di euro riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa (106 milioni di euro).

Gestione dei rischi d'impresa

Per l'analisi relativa alla gestione dei rischi d'impresa si rinvia alla nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa" delle Note al bilancio consolidato.

71996596

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, l'impresa ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia alla nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato.

Altri impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale

Non sono iscritti nello stato patrimoniale perché non oggettivamente quantificabili i seguenti impegni:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati dall'Eni, che contengono clausole di take or pay, sono indicati nell' "Andamento operativo Gas & Power Quadro normativo" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship or pay, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- l'impegno assunto da Eni nella Convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la Treno Alta Velocità TAV SpA e il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due di dare la propria disponibilità a garantire la buona esecuzione della progettazione e della realizzazione delle opere affidate al Consorzio, garantendo perciò a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella Convenzione e nell'Atto Integrativo e in ogni atto aggiuntivo, addendum e/o modifica o integrazione. Il Regolamento del Consorzio obbliga i consorziati a rilasciare le manleve e le garanzie negli stessi termini del CEPAV Uno;
- la garanzia di 253 milioni di euro rilasciata a favore di Cameron LNG nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni Petroleum Co Inc) a fronte del contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005. La garanzia, sottoposta a clausola sospensiva, avrà efficacia dal momento dell'avvio del servizio di rigassificazione previsto in una data compresa tra il 1° ottobre 2008 e il 30 giugno 2009;
- le garanzie rilasciate a favore di Syndial SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantee rilasciate nell'interesse di imprese controllate aggiudicatarie di appalti in caso di inadempienza dell'obbligazione contrattuale consistente nell'obbligo di fare. A fronte delle stesse, Eni ha ricevuto manleve dalle imprese che la tengono indenne da ogni responsabilità che possa derivare dalle loro prestazioni;
- l'impegno, valido fino al 30 settembre 2008, a rimborsare a Praoil Oleodotti Italiani SpA, nei limiti dell'85%, dei costi sostenuti
 per il ripristino e/o la rimozione di oleodotti non operativi (di riserva al sistema) conferiti in data 1° ottobre 1998 che la Società
 dovesse sostenere a seguito di prescrizione di leggi e/o di regolamenti;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di benefication del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'aggregia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettible di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto ono carico di Eni;
- gli impegni con le autorità locali svizzere, austriache e tedesche assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotro veneva Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio dei tratti svizzer (Oleodotto del Reno SA 100% Syndial SpA), austriaco (Rheinische Ölleitungs GmbH 100% Oleodotto del Reno SA) e tedesio (Agip Deutschland GmbH 94,90% Eni Internatinal BV) dell'oleodotto;
- l'impegno assunto da Eni con Transitgas AG (45,99% Eni International Bv) e con terzi, in qualità di coobbligata de Eni Gas&Power
 CH SA (100% Eni International BV), per eventuali inadempienze di quest'ultima alle obbligazioni derivanti dai/contratti ad essa
 ceduti nel novembre 2003 riguardanti l'utilizzo e vendita di capacità di trasporto, nonché dall'attività di gestione del gasdotto
 Transitgas;
- l'impegno assunto da Eni con Tenp KG (49% Eni G&P GmbH) e con terzi, in qualità di coobbligatà di Eni Gas & Power Deutschland (100% Eni SpA), per eventuali inadempienze di quest'ultima alle obbligazioni derivanti dai contratti a essa ceduti nel novembre 2005 riguardanti l'utilizzo e la vendita di capacità di trasporto, nonché l'attività di gestione del gasdotto TENP;
- la garanzia (Parent Company Guarantee) rilasciata a favore di Mol Plc nell'interesse di Tigaz a copertura degli impegni contrattuali di pagamento del gas acquistato da Tigaz dal fornitore Mol Plc. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto di fornitura Mol Plc Tigaz e riguarda il 100% del contratto. La Parent Company Guarantee rimane in vigore fino a quando tutte le obbligazioni del garantito siano state adempiute. Il contratto produce i suoi effetti dal 1.7.2007 al 30.06.2015;

- gli impegni derivanti dalle "Letter of Undertaking" sottoscritte da Eni e OMV a seguito del contratto di finanziamento richiesto
 da TAG GmbH alla ING. Bank N.V. Gli impegni assunti dai due partner si configurano come segue: i) impegno a non modificare
 o recedere anticipatamente dal contratto pluriennale di ship or pay con TAG; ii) impegno a non cedere la partecipazione azionaria o parte di essa, fatti salvi i provvedimenti a forza di legge, e a non modificare le intese sottoscritte tra Eni e OMV; iii) impegno a versare i corrispettivi per il servizio di trasporto erogato da TAG;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unión Fenosa Gas SA a favore di Unión Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del gruppo Unión Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unión Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003;
- le garanzie rilasciate a favore di Asio Srl nei contratti di vendita alla medesima di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- la manleva rilasciata nel 2003, valida fino al 30 giugno 2013, a favore dell'Ente Autonomo Fiera Internazionale di Milano in relazione alla vendita del complesso immobiliare ubicato nel comune di Rho denominato "area ex raffineria Agip", per qualsiasi danno causato a terzi dalla presenza di sostanze inquinanti, oltre i limiti previsti dal progetto di bonifica, negli appezzamenti di terreno e nelle falde oggetto di cessione;
- gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:
- ramo di azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas" da Eni a Snam Rete Gas SpA; decorrenza 1º luglio 2001;
- rami d'azienda "Stoccaggi gas" e "Centrali di compressione", da Eni alla Stoccaggi Gas Italia SpA; decorrenza 31 ottobre 2001;
- ramo d'azienda "Trasporto di GNL" da Eni a LNG Shipping SpA; decorrenza 1° gennaio 2002;
- ramo d'azienda "Tanker" da Eni alla Carbofin Energia Trasporti SpA; decorrenza 30 settembre 2003;
- ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia" a Eni Mediterranea Idrocarburi SpA; decorrenza 1° gennaio 2005;
- ramo d'azienda "Ramo Clienti" da Eni all'Acam Clienti SpA; decorrenza 28 febbraio 2005;
- ramo d'azienda "Trasporto Estero Germania" da Eni all'Eni Gas & Power Deutschland SpA; decorrenza 16 novembre 2005;
- ramo d'azienda "Sistema di Trasporto Greggio Viggiano-Taranto" da Eni alla Società Oleodotti Meridionali SOM SpA; decorrenza 11 dicembre 2006.

Regolamentazione in materia ambientale

V. nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi - Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di *Emission Trading (ETS)*, operativo dal 1° gennaio 2005, il decreto 24 febbraio 2006 del Ministro dell'Ambiente ha assegnato a Eni permessi di emissione pari a 16,1 milioni di tonnellate di CO₂ per il triennio 2005-2007 (circa 5,4 milioni di tonnellate per ogni anno del triennio). A seguito della realizzazione dei progetti di riduzione delle emissioni, in particolare per la cogenerazione di energia elettrica e vapore con cicli combinati ad alta efficienza nelle raffinerie, nell'esercizio 2006 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni incluse nel decreto sono risultate, complessivamente, inferiori rispetto al permessi di emissione assegnati.

71996-598

25 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica di 52.987 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	44.795	53.005
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	1	(14)
azione del lavori in corso su ordinazione azione delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	(2)	(4)
	44.794	52.987

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di 53.005 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Gas naturale e GPL	16.961	20.446
Prodotti petroliferi	16.609	18.795
Greggi	10.191	12.676
Vettoriamento gas su tratte estere	190	151
Gestione sviluppo sistemi informatici	90	83
Gestione energia	31	38
Energia elettrica e utility	23	25
Altre vendite e prestazioni	700	791
	44.795	53.005

I ricavi da vendita di gas naturale e GPL (20.446 milioni di euro) riguardano essenzialmente le vendite di gas in Italia per 16.878 milioni di euro (57,11 miliardi di metri cubi), le vendite di gas naturale all'estero per 2.818 milioni di euro (11,97 miliardi di metri cubi) e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita per 674 milioni di euro.

I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (18.795 milioni di euro) riguardano le vendite a società controllate e collegate in Italia e all'estero (6.722 milioni di euro), in particolare ad AgipFuel SpA (2.519 milioni di euro), le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione in Italia (5.414 milioni di euro), le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti (2.452 milioni di euro), le vendite sul mercato internazionale e per l'ottimizzazione dei surplus di raffineria (2.418 milioni di euro), le vendite per combustibile navi e avio (1.789 milioni di euro).

I ricavi da vendita di greggi (12.676 milioni di euro) riguardano le vendite di greggi derivanti sia dalle disponibilità prattutive di Gruppo non assorbite dal sistema di raffinazione in Italia sia dall'attività di commercializzazione (v. il capitolo della della capitolo della della gestione "Andamento operativo - Divisione Refining & Marketing - Approvvigionamento e commercializzazione di directiva di ricavi da vettoriamento gas su tratte estere (151 milioni di euro) riguardano i corrispettivi della cessione di directivalia capacità di trasporto di gasdotti all'estero.

I ricavi derivanti dalla gestione e dallo sviluppo dei sistemi informatici (83 milioni di euro) riguardano le attività di gestione e di presidio dei sistemi informativi nonchè le attività di progettazione e realizzazione di sistemi informatici per le società dei Cituppo. I ricavi derivanti dall'attività di gestione energia (38 milioni di euro) riguardano la gestione di impianti di discaldamento.

Le altre vendite e prestazioni (791 milioni di euro) riguardano essenzialmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (346 milioni di euro), il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le raffinerie dell'Eni (76 milioni di euro), i riaddebiti di gas alle società di trasporto (71 milioni di euro), le prestazioni di magazzinaggio e bunkeraggi (53 milioni di euro) e di trasporto (42 milioni di euro).

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci che sono rilevate nelle voci di costo corrispondenti:

2005	2006
(10.499)	(10.210)
(2.049)	(2.346)
(1.347)	(1.475)
(115)	(132)
(14.010)	(14.163)
	(10.499) (2.049) (1.347) (115)

I ricavi della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 30 "Informazioni per settore di attività e per area geografica".

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi di 186 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Locazioni, affitti e noleggi	73	75
Proventi per attività in joint venture	27	38
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	24	11
Altri proventi	107	62
	231	186

Gli altri ricavi e proventi sono analizzati nel capitolo "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi di 48.248 milioni di euro si analizzano come segue:

(mjlioni dj euro)	2005	2006
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	32.712	41.352
Costi per șervizi	6.089	6.379
Çosti per godimento di beni di terzi	501	570
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	1.041	275
Variazione rimanenze	(989)	(534)
'Altri oneri	183	206
	39.537	48.248

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci di 41.352 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2005	2006
Materie prime e sussidiarie	18.317	22.078
Gas naturale	9.902	13.930
Prodotti	2.805	3.654
Semilavorati	1.596	1.579
Materiali e materie di consumo	287	445
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(186)	(324)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime,		1
sussidiarie, di consumo e merci	(9)	(10)
	32.712	41.352
		+

7 1 9 9 6 — Grandano essenzialmente l'acquisto di greggio; i costi dei prodolti liguardano principalmente l'acquisto di prodotti petroliferi, i costi per semilavorati riguardano principalmente l'acquisto di nafta. I costi per servizi di 6.379 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2005	2006
Trasporto e distribuzione di gas naturale	2,539	2.656
Compensi di lavorazione	817	837
Trasporti e movimentazioni	472	472
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	361	393
Progettazione e direzione lavori	321	366
Costi di vendita diversi	332	327
Manutenzioni	286	312
Servizi di modulazione e stoccaggio	176	259
Consulenze e prestazioni professionali	241	248
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	202	216
Somministrazioni diverse	163	199
Viaggi, missioni e altri	98	111
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	105	108
Magazzinaggi, transiti e depositi	93	96
Postali, telefoniche e ponti radio	98	94
Servizi portuali e aeroportuali	62	68
Assicurazioni	56	50
Servizi protezione acque	47	43
Servizi trattamento rifiuti	30	43
Servizi ambientali	32	26
Servizi di vigilanza e guardiania	14	21
Lettura contatori, recapito ed esazione bollette e altri costi di vendita diversi	16	20
Servizi di rigassificazione	12	17
Altri	174	159
	6.747	7.141
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(584)	(678)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(74)	(84)
	6.089	6.379

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione all'attivo partimoniate ammontana 129 milioni di euro.

I costi per godimento di beni di terzi di 570 milioni di euro riguardano:

(milioni di euro)	2605	2004
Canoni per beni in leasing operativo	191	3/3/16
Royalties su prodotti estratti	146	163
Noleggi	66	84
Canoni per brevetti, licenze e concessioni	14	24
	511	587
a dedurre:		
Costi per godimento di beni di terzi per investimenti	(8)	(14)
Ricavi recuperi da partner quota costi godimento di beni di terzi	(2)	(3)
	501	570

I canoni relativi a leasing operativi ammontano a 316 milioni di euro. I canoni per contratti di leasing non annullabili ammontano a 204 milioni di euro. I canoni minimi futuri per anno e per tipologia di contratto non annullabile si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Totale	Primo anno	Secondo anno	Terzo anno	Quarto anno	Quinto anno	Oltre 5 anni
Time charter e noli a lungo termine	576	103	108	99	95	80	91
Immobili per uffici	368	67	60	58	45	44	94
Altri	53	30	16	6	1		
Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di leasing non annullabili	997	200	184	163	141	124	185

I contratti di leasing riguardano essenzialmente il noleggio di navi per il trasporto in mare di petrolio e prodotti petroliferi. Maggiori informazioni sono indicate al paragrafo "Andamento operativo - Divisione Refining & Marketing - Trasporto via mare" della Relazione sulla gestione.

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri di 275 milioni di euro riguardano principalmente gli accantonamenti effettuati a fronte della sanzione comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato in riferimento ai rifornimenti di jet fuel e gli accantonamenti a fronte di probabili oneri su approvvigionamenti parzialmente compensati da alcuni utilizzi di fondi per esuberanza, in particolare l'utilizzo del fondo stanziato nell'esercizio precedente a fronte della delibera 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 19 cui si rinvia.

La variazione positiva delle rimanenze di 534 milioni di euro riguarda essenzialmente l'aumento delle rimanenze di gas, in parte assorbita dalla riduzione di valore delle scorte di greggi e prodotti petroliferi.

Gli altri oneri di 206 milioni di euro riguardano in particolare le imposte indirette e tasse (75 milioni di euro), l'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali e diversi (57 milioni di euro), le perdite su crediti commerciali (16 milioni di euro) e le radiazioni di cespiti (14 milioni di euro).

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Salari e stipendi	590	652
Oneri sociali	188	204
Oneri per programmi a benefici definiti	39	72
Costi personale in comando	15	16
\Altri costi	62	109
	894	1.053
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(68)	(73)
- incrementi di immobilizzazioni per layori interni	(44)	(45)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(2)	(3)
	780	932

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

2005	2006
553	538
3.143	3,416
6.133	6.173
1.570	1.539
11.399	11.666
	3.143 6.133 1.570

7 1 9 9 6 – 602 Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti per categoria all'inizio e alla fine del periodo.

I costi per il personale includono il costo di competenza dell'esercizio relativo ai piani di stock grant e stock option di 15 milioni di euro in applicazione dei piani di incentivazione dei dirigenti.

Al 31 dicembre 2006 rimangono in essere impegni per l'assegnazione di n. 1.873.600 stock grant. Gli impegni riguardano l'assegnazione 2003 per n. 2.500 azioni con fair value di 11,20 euro per azione, l'assegnazione 2004 per n.798.700 azioni con fair value di 14,57 euro per azione e l'assegnazione 2005 per n. 1.072.400 azioni con fair value di 20,08 euro per azione.

Al 31 dicembre 2006 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 15.290.400 stock option. Le opzioni si riferiscono all'assegnazione 2002 per n.238.000 azioni con un prezzo di esercizio di 15,216 euro per azione, all'assegnazione 2003 per n. 779.900 azioni con un prezzo di esercizio di 13,743 euro per azione, all'assegnazione 2004 per n. 3.108.500 azioni con un prezzo di esercizio di 16,576 euro per azione, all'assegnazione 2005 per n. 4.184.000 azioni con un prezzo di esercizio di 22,512 euro per azione e all'assegnazione 2006 per n. 6.980.000 azioni con un prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità assegnate di 23,119 euro per azione. Al 31 dicembre 2006 la vita utile media residua delle opzioni è di 3 anni e 7 mesi per il piano 2002, di 4 anni e 7 mesi per il piano 2003, di 5 anni e 7 mesi per il piano 2004, di 6 anni e 7 mesi per il piano 2005 e di 5 anni e 7 mesi per il piano 2006.

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate nel 2002, nel 2003, nel 2004, nel 2005 e nel 2006 era rispettivamente di 5,39, 1,50, 2,01, 3,33 e la media ponderata per il numero di azioni di 2,89 euro per azione ed è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

-		2002	2003	2004	2005	2006
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,5	3,2	3,2	2.5	4.0
Durata	(anni)	8	8	8	8	6
Volatilità implicita	(%)	43	22	19	21	16,8
Dividendi attesi	(%)	4,5	5,4	4,5	4,0	5,3
				·		

Informazioni relative ai compensi dei componenti dell'organo di amministrazione e controllo, dei direttori generali e dei dirigenti con responsabilità strategiche sono fornite alla nota n. 32, cui si rinvia.

Ammortamenti e svalutazioni Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come di seguito indicato: (milioni di euro) 200 Ammortamenti: - Immobili, impianti e macchinari - Attività immateriali Svalutazioni Immobili, impianti e macchinari - Attività immateriali 5 4 a dedurre: incremento di immobilizzazioni per lavori interni (3)(2)872 829

27 Proventi (oneri) finanziari

I proventi finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Differenze attive di cambio realizzate	542	582
Proventi su derivati realizzati	91	93
Interessi su crediti finanziari a breve termine	43	78
Differenze attive di cambio da valutazione	45	46
Commissioni per servizi finanziari	45	36
Interessi su depositi e conti correnti	28	24
Interessi su crediti verso l'Amministrazione Finanziaria	14	13
Proventi da titoli disponibili per la vendita	6	8
Proventi derivanti da valutazione al fair value dei derivati	9	3
Interessi da crediti finanziari a lungo termine	2	1
Altri	34	24
	859	908

Gli altri proventi finanziari comprendono interessi attivi da crediti commerciali verso clienti di 16 milioni di euro (9 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

Gli interessi su depositi e conti correnti di 24 milioni di euro riguardano essenzialmente i rapporti con Enifin SpA.

Gli interessi e gli altri oneri finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Differenze passive di cambio realizzate	603	592
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	101	101
Oneri su derivati realizzati	87	80
Differenze passive di cambio da valutazione	45	49
Oneri finanziari connessi al trascorrre del tempo (1)	46	27
Oneri derivanti da valutazione al fair value dei derivati	8	24
Interessi e altri oneri verso imprese finanziarie controllate	13	17
Altri	27	9
a dedurre:		
ocrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(42)	(26)
	888	873

⁽¹⁾ La voce riguarda l'incremento connesso al trascorrere del tempo dei fondi rischi e oneri determinati sulla base del valore attualizzato del costi che l'impresa prevede di sostenere nonché le revisioni di stima connesse a cambiamenti dei tassi di interesse.

Gli interessi e altri oneri verso imprese finanziarie controllate di 17 milioni di euro riguardano essenzialmente i rapporti con Enifin SpA.

Proventi (oneri) su partecipazioni i proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

71996-604

2002

902

	Dividendi	Proventi	Svalutazioni	Dividendi	D	Ct
(milioni di euro)	Januaria	17070114	e altri oneri	Dividelia	Proventi	Svalutazioni
Nominativo			e ditir offeri			e altri oner
Eni International BV	2.052	···		2,893		
Snamprogetti SpA				2.055	589	89
Syndial SpA			888		303	678
Eni Investments Plc		358				
Polimeri Europa SpA		305		1		···
Italgas SpA	273			238		
Snam Rete Gas SpA	722			166	~	
Eni Congo Holding Bv (a Eni International Bv)		124				
Unión Fenosa SA				128		···
Stoccaggi Gas Italia SpA	192		-	120	7-7-	
Italiana Petroli SpA		144		1		
Eni Portugal Investment SpA				112		
Tigaz Zrt						108
Ecofuel SpA	46			69		100
Enifin SpA		·····	****	61		
EniMed SpA				46	·	
EniPower SpA	23			38	·	
Saipem SpA	28	··		36		
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	35			34		
Sofid SpA	29	··		21		
Società Petrolifera Italiana SpA	18	·		18		
AgipFuel SpA	33			17		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	19			16		
Nuovo Pignone Holding SpA		28				
Altre	61	11	7	50	23	15
	3.531	970	895	4.063	612	890

I proventi su partecipazioni di 612 milioni di euro riguardano in particolare la plusvalenza derivante dalla vendita di azioni Snamprogetti SpA a Saipem Projects SpA per 589 milioni di euro.

Le svalutazioni e perdite su partecipazioni di 890 milioni di euro riguardano in particolare Syndial SpA (678 milioni di euro) e Tigaz Zrt (108 milioni di euro); comprendono, inoltre, gli oneri per la cessione di Snamprogetti SpA di 89 milioni di euro, relativi alle garanzie prestate all'atto della cessione della partecipazione a favore della Saipem Projects SpA.

Informazioni in ordine a imprese controllate, collegate e a controllo congiunto, partecipate al 31 dicembre 2006, relative in particolare alla variazione della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto", che fa parte integrante delle presenti note;

317

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2005	2006
Imposte correnti		
- Ires	(842)	(967)
- Irap	(199)	(216)
	(1.041)	(1.183)
Imposte differite	(540)	49
Imposte anticipate	210	(29)
	(330)	20
	(1.371)	(1.163)

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte è del 16,65% (18,49% nell'esercizio 2005).

Nei confronti di Eni e delle società: Snam SpA, AgipPetroli SpA, Somicem SpA (incorporate nel 2002), AgipGas SpA, Mixoil SpA (incorporate dall'AgipPetroli SpA nel 2001 e nel 2002), EniData SpA, ItalgasPiù SpA, (incorporate da Eni nel 2004), EniTecnologie SpA (incorporata da Eni nel 2006), sono definiti tutti gli esercizi sociali sino al 2001 ai fini delle imposte dirette e dell'Iva.

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva è la seguente:

(milioni di euro)		2005			2006	
		Aliquota	lmposta		Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	7,413	33,00%	2.446	6.984	33,00%	2.305
Differenza tra valore e costi della produzione rettificata	4.036	4,25%	172	4.484	4,25%	191
Aliquota teorica		35,31%			35,73%	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- tassazione dei dividendi		-15,24%			-18,36%	
- perdite fiscali Syndial SpA		-3,70%			-3,57%	
- cessione di partecipazioni in regime di partecipation exemption		-1,33%			-2,23%	
- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		0,98%			3,79%	
- sanzioni		1,29%	····		0,77%	
- altre variazioni		1,18%			0,52%	
Aliquota effettiva		18,49%			16,65%	



Informazioni per settore di attivi	tà e per area	geografica	9	1996	606	
Informazioni per settore di attività	1	0 0	7	1930		
	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate	Elisioni	Totale
(milioni di euro) 2005	<u> </u>		조생	<u>_</u>	n	
Ricavi netti della gestione caratteristica (a)	3.098	16.608	27.77		****	
a dedurre: ricavi infradivisioni	(2.746)	(14)	27.777	542		48.025
Risultato operativo	1.696	1.218	(25) 1.440	(446)	(05)	(3.231)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(5)	(640)	(342)	(433)	(85)	3.836
Ammortamenti e svalutazioni	(499)	(24)	(297)	(54)		(1.041)
Attività direttamente attribuibili (b)	5.635	8.526	7.236	(52) 2.538	(183)	23.752
Passività direttamente attribuibili (c)	1.563	5.887	6.778	829	(183)	15.057
Investimenti in attività materiali e immateriali	402	9	439	49	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	899
$\Omega(0)$				TANGAN MANAKAN		033
Recontacted security and a principle	New York State of the	C. Margarita and C.	SXXXXXX			ing of the street
-Paramage en en memoran		3 / 18 30 Buch	A 1 C 1 19 1 2 10 1 1 2 1 2			
Bediere op sedre			1/2		o Ografijanski skrite	
क्षित्रकारात्वरात्वरात्वरात्वरात्वरात्वरात्वरात्	11 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1		19191	0	SEAR CONTRACTOR CONTRACTOR	
Lubros infantisty of the Habitation			(2):	STATE OF THE STATE		
Aurierigenienie gerondie	e Comment	14/2010	4(4)(3)	New graffic Sales as	26 VE.	
Asivie direjemente etialomalise	A CONTRACTOR		38:28159	(4) (p) (p) (m)		7.5

Informazioni per area geografica

ATTIVITÀ DIRETTAMENTE ATTRIBUIBILI E INVESTIMENTI PER AREA GEOGRAFICA DI LOCALIZZAZIONE

(milloni di euro)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Altre aree	Totale
Attività direttamente attribuibili (a)	21.642	720	704	400			
Investimenti in attività	21.642	728	701	407	183	91	23.752
materiali e immateriali (b)	899					\sim	/ 899
2006		37.00				e le sui sui s	
Alpvizkilleráment artifolifolify	243:24	(1.5.72 to 1.5.5)	92(5)	2 7 E	2072	2002	515015
lövestimensurattivita os. materiali elimmateriali (9)	3(02)						14024
 (a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo. (b) Dato non significativo a livello Eni SpA. 				(SAC)			RICO NO

⁽a) Prima dell'eliminazione dei ricavi interdivisionali.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

RICAVI NETTI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

(milioni di euro)	2005	2006
Italia	27.876	32.094
Altri Paesi dell'Unione Europea	7.883	10.829
Resto dell'Europa	3.096	3,412
Americhe	3.406	3.763
Asia	2.090	2.139
Africa	437	742
Altre aree	6	8
	44.794	52.987

Valore di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, l'impresa utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Le informazioni concernenti il valore di mercato degli strumenti finanziari dell'impresa sono riportate di seguito:

- Crediti commerciali e altri crediti: il valore di mercato dei crediti commerciali e altri crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- Titoli iscritti nelle attività non correnti: il valore di mercato dei titoli non correnti, classificati come da mantenersi fino a scadenza, è stimato sulla base delle quotazioni di mercato;
- Altre attività finanziarie non correnti: il valore di mercato delle altre attività finanziarie non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- Altre attività non correnti: il valore di mercato delle altre attività non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- Debiti commerciali e altri debiti: il valore di mercato dei debiti commerciali e altri debiti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine: il valore di mercato delle passività finanziarie esigibili oltre l'esercizio successivo, inclusa la quota a breve, è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri;
- Altre passività non correnti: il valore di mercato delle altre passività non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

		31.12.200	31.12.200		
	Valore	Valore	Valore	Valore	
(milioni di euro)	contabile	di mercato	contabile	di mercato	
Crediti commerciali e altri crediti esigibili oltre l'esercizio succesivo	185	185			
Titoli iscritti nelle attività non correnti	20	20	20	20	
Altre attività finanziarie non correnti	23	23	21	21	
Altre attività non correnti	51	51	79	79	
Debiti commerciali e altri debiti esigibili oltre l'esercizio successivo	34	29	29	29	
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.589	2.646	2.431	2.447	
Altre passività non correnti	450	450	437	437	

Al 31 dicembre 2006, sulla base dell'analisi di sensitività, si stima che la perdita massima potenziale sul valore di mercato delle obbligazioni (2.086 milioni di euro) derivante da variazioni ipotizzate dei tassi di interesse del 10% è di 53 milioni di euro.

71996-608

32 Compensi

(migliaia di euro)

Ammontare dei compensi corrisposti ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nella tabella seguente sono indicati nominativamente i compensi corrisposti nel 2006 dalla Società e dalle sue controllate ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno. Coerentemente alle disposizioni Consob:

- nella colonna "Emolumenti per la carica in Eni SpA" è indicata la parte fissa della remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato, il compenso fisso degli amministratori, il compenso degli amministratori per la partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio e il compenso del Presidente del Collegio Sindacale e dei sindaci effettivi;
- nella colonna "Benefici non monetari" sono indicati i fringe benefit, incluse le polizze assicurative;
- nella colonna "Bonus e altri incentivi" è indicata la parte variabile del compenso degli amministratori, della remunerazione del Presidente, della remunerazione e della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, della retribuzione dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche;
- nella colonna "Altri compensi" è indicata la parte fissa e altre competenze della retribuzione da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e Direttore Generale, dei direttori generali di Divisione e degli altri dirigenti con responsabilità strategiche, nonché le somme corrisposte a seguito di risoluzioni del rapporto di lavoro. Relativamente ai sindaci, sono indicati i compensi per cariche ricoperte in società controllate.

e cognome	Carica ricoperta	Durata della carica	Scadenza della carica (1)	Emolumenti per la carica in Eni SpA	Benefici non monetari	Bonus e altri incentivi (2)	Altri compensi	Totale
Consiglio di Amministrazione								
Roberto Poli	Presidente	01.01-31.12	30.05.08	765	15	415		1.195
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	01.01-31.12	30.05.08	430	62	834(3)	1.014	2:340
Alberto Clô	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	134		10		144
Renzo Costi	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	130		10		140
Dario Fruscio	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	124	***	10		134
Marco Pinto	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	130		10-,	010	140
Mario Resca	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	128		10	TO SE	138
Marco Reboa	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	134		4 / 10 P	The state of	144
Pierluigi Scibetta	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	130		2/_ 10	V. 233	140
Collegio Sindacale					Ċ			0
Paolo Andrea Colombo	Presidente	01.01-31.12	30.05.08	115		156.4.81	(89.64)	<u>< 204</u>
Filippo Duodo	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.08	80			55/2	135
Edoardo Grisolia (6)	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.08	80	······································	V		80
Riccardo Perotta	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.08	80		MM	OB 63(7)	143
Giorgio Silva	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.08	80			44 (8)	124
Direttori generali					···· · · · · · · · · · · · · · · · · ·	1/		
Stefano Cao	Divisione E&P	01.01-31.12	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·			6/43	966	1.609
Domenico Dispenza	Divisione G&P	01.01-31.12				386	669	1.055
Angelo Taraborrelli	Divisione R&M	01.01-31.12				400	645	1.045
Altri dirigenti con responsabilit	à strategiche ⁽⁹⁾					1.932	7.846 (10)	9.778
				2.540	77	4.680	11.391	18.688

- (1) La carica scade con l'Assemblea che approverà il bilancio al 31 dicembre 2007.
- (2) Relativi alle performance realizzate nel 2005.
- Importo determinato pro rata, con riferimento al periodo di carica dal 1º giugno al 31 dicembre 2005.
- (4) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale della Saipem e di Presidente del Collegio Sindacale di EniServizi.
- (5) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA, di Presidente del Collegio Sindacale del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno e di Presidente del Collegio Sindacale del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due.
- (6) L'emolumento per la carica è versato al Ministero dell'Economia e delle finanze.
- (7) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio Sindacale della Snam Rete Gas SpA e di Sindaco effettivo nell'Enifin SpA.
- (8) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA e di Presidente del Collegio Sindacale TSKJ Italia Srl.
- (9) Dirigenti che, nel corso dell'esercizio e insieme all'Amministratore Delegato e ai Direttori Generali delle Divisioni, sono stati componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società (nove dirigenti).
- (10) Comprende anche le somme corrisposte a seguito della risoluzione del rapporto di lavoro a due dirigenti.

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 8,7 milioni di euro e 19,2 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2006 e 2005, e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a 435 mila euro e 540 mila euro, rispettivamente per gli esercizi 2006 e 2005 (art. 2427, n. 16 del codice civile).

Questi compensi si differenziano da quelli riportati nella precedente tabella perchè riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche; non comprendono conseguentemente i compensi corrisposti dalla Società o dalle sue controllate per altre prestazioni svolte dai medesimi soggetti.

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategica (cd. key management personnel) ammontano a 15 e 23 milioni di euro rispettivamente per il 2005 e il 2006 e si analizzano come segue:

2005	2006
11	16
1	1
	3
1	
2	3
15	23
	2005 11 1 1 2 15

Incentivo monetario differito attribuito ai componenti dell'organo di amministrazione, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Il piano di incentivazione monetaria differita 2006-2008 prevede l'attribuzione annuale di un incentivo base che sarà erogato dopo tre anni, in percentuale compresa tra zero e 170, in funzione dei risultati conseguiti nel triennio di riferimento e approvati dal Consiglio di Amministrazione (v. paragrafo "Compensi" del capitolo "Corporate governance" della Relazione sulla gestione). Nella tabella seguente sono indicati nominativamente gli incentivi base attribuiti nell'esercizio 2006 all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, quelli attribuiti agli altri dirigenti con responsabilità strategiche.

(migliaia di euro)		
Nome e cognome		Incentivo base attribuito
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	787
Stefano Cao	Direttore generale Divisione E&P	468
Domenico Dispenza	Direttore generale Divisione G&P	328
Angelo Taraborrelli	Direttore generale Divisione R&M	307
Altri dirigenti con responsabilità strategiche (1)		1.293

⁽¹⁾ Sei dirigenti.

Stock grant e stock option attribuite ai componenti dell'organo di amministrazione, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, nelle tabelle seguenti sono indicate nominativamente le stock grant e le stock option attribuite all'Amministratore Delegato e ai direttori generali delle Divisioni e, a livello aggregato, agli altri dirigenti con responsabilità strategiche, in applicazione dei piani di incentivazione azionaria (v. paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni"). Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2006 hanno ricoperto le suddette cariche, anche per una frazione di anno.

STOCK GRANT

7 1 9 9 6 - 610

STOCK GRANT

Di seguito sono indicati gli impegni assunti da Eni, o da società controllate, ad assegnare a titolo gratuito azioni proprie trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno. L'indicazione del prezzo medio di esercizio per i diritti assegnati è omessa, trattandosi di azioni gratuite. Il prezzo medio indicato per i diritti esercitati è pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali del titolo Eni rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito da Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data di immissione delle azioni nel conto titoli dell'assegnatario. Nell'esercizio non sono scaduti né sono stati assegnati diritti.

			Diritta detenuta all'inizio dell'esercizio		vinto esercitati nel corso dell'esercizio	Diritti detenuti	alla fine dell'esercizio
Nome e cognome		Numero diritti	Scadenza media in mesi	Numero diritti	Prezzo medio di mercato all'esercizio	Numero diritti	Scadenza media in mesi
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato	-	•	-		-	•
Stefano Cao	Direttore generale Div. E&P	43.700	21	14.700	24,117	29.000	15
Domenico Dispenza ⁽¹⁾	Direttore generale Div. G&P	12.100	14	6.300	24,117	5.800	8
-		53.900(2)	25	-	<u> </u>	53.900 ⁽²⁾	13
Angelo Taraborrelli	Direttore generale Div. R&M	28.100	24	6.300	24,117	21.800	17
Altri dirigenti con responsabilità strategio	he ⁽³⁾	111.400	21	60.500	23,748	50.900	15

(1) In carica dal 1° gennaio 2006.
(2) Azioni Snam Rete Gas. L'impegno è stato assunto da Snam Rete Gas nei confronti di Domenico Dispenza, Presidente della Società fino al 23 dicembre 2005.

STOCK OPTION

Di seguito sono indicati i diritti di acquisto (opzioni) su azioni Eni o di società controllate, esercitabili trascorsi tre anni dalla data di assegnazione. Nell'esercizio non sono scadute opzioni.

		Amministratore Delegato	Direttore generale Divisione E&P		Direttore generale Divisione G&P	Direttore generale Divisione R&M	Aftri dirigenti con <u>responsabilità</u> strategiche (1)
Nome e cognome		Paolo Scaroni	Stefano Cao	Domenico	Dispenza (2)	Angelo Taraborrel	li 🔾
Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio:							
- numero opzioni		699.000	201.500	43.000	269.500 (3)	123.000	686.500
- prezzo medio di esercizio	(euro)	22,509	17,920	14,171	3,988 /	18,308	18,208
- scadenza media in mesi		91	82	64	85/40/	B3	79
Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio:					18/2	. 15 N 37	
- numero opzioni		681.000 ⁽⁴⁾	175.500	122.500		115,000	552.500
- prezzo di esercizio ((euro)	23,100	23,100	23,100	1- 16	C 23/100	₹ 3 ,100
- scadenza media in mesi		72	72	72	1.1	72.	72
Opzioni esercitate nel corso dell'esercizio:							
- numero opzioni		-	62.500	28.500	-	ROMA	312.500
- prezzo medio di esercizio (euro)	-	13,743	13,743	-	-	16,478
- prezzo medio di mercato all'esercizio (euro)	-	23,341	24,095	-		23,256
Opzioni detenute alla fine dell'esercizio:					····		<u> </u>
- numero opzioni		1.380.000	314.500	137.000	269.500 (3)	238.000	926.500
- prezzo medio di esercizio (euro)	22,801	21,641	22,244	3,988	20,624	21,709
- scadenza media in mesi		73	70	65	73	68	69

(1) Nove dirigenti.

(2) In carica dal 1º gennaio 2006.

(3) Opzioni su azioni Snam Rete Gas. L'assegnazione è stata effettuata da Snam Rete Gas nei confronti di Domenico Dispenza, Presidente della Società fino al 23 dicembre 2005.

(4) L'assegnazione dell'Amministratore Delegato è stata integrata con l'attribuzione di un incentivo monetario da erogare dopo tre anni in connessione all'apprezzamento del titolo Eni, di valore corrispondente all'assegnazione di 96.000 opzioni con prezzo di esercizio di 23,100 euro e vesting period triennale.

33 Utile per azione

L'utile per azione semplice è di 1,61 e 1,57 euro rispettivamente nel 2005 e nel 2006 ed è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di Eni SpA per il numero medio ponderato delle azioni di Eni in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.758.519.603 e di 3.698.201.896 rispettivamente nell'esercizio 2005 e 2006. L'effetto diluitivo che le azioni ordinarie da emettere o da assegnare a fronte dei piani di stock option e di stock grant produrranno sull'utile per azione di Eni SpA non è significativo.

Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte della ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono state compiute nell'interesse della Società. Relativamente alle imprese possedute o controllate dallo stato, i principali rapporti regolati generalmente alle condizioni applicate ai terzi riguardano:

- il gruppo Enel, essenzialmente per la vendita e il trasporto di gas naturale;
- il gruppo Alitalia per la vendita di combustibile avio.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa è la seguente:

(mil	lioni	di	euro)

ıo	
=	
×	
9	
- N	
- ai	

10
×
•
0
=
•

			•••						n			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	7		Costi (*)			Ricavi		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	pegiii		Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Imprese controllate		 										
Agip (Suisse) SA	6	4		-	-	37	1		104			
Agip Austria GmbH	16				-	2						
Agip Caspian Sea BV	1		4.678		╁	2			282			
Agip Deutschland GmbH	75	5	4.016		+	93	4		040	5		
Agip España SA	93	3			╁	5	4		940 700	11		
Agip France SARL	1	3	50		-	42	4		66	<u> </u>		
Agip Karachaganak BV	5		2.048		+	1				9	2	
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Company NV			· · · ·					••		56	- 5	
Agip Rete SpA	7	7					5		204	1	3	
AgipFuel SpA	417	12	25		-				2.519	44	1	
American Agip Co Inc	40	1				1	2		416			
Ecofuel SpA	4	20			1	193	1		1	2		
Energy Maintenance Services SpA		33				7	105	1	1		1	
Eni China BV	1	8				116	•			4		
Eni Croatia BV		16				165				7		
Eni Gas & Power CH SA	2	7					72			8	1	
Eni Gas & Power Deutschland SpA	17	26				16	109			16		
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	14	34				286	1		66	13	1	
Eni Middle East BV	2		380							2		
Eni Norge AS	5	26	233			232	•••		2	13		
Eni North Africa BV	8		57		••••	227		-		16	4	
Eni Timor Leste SpA			149									
Eni Trading BV	7	1.001				12.297				11		
Eni UK Ltd	4	20	1			82	13		28	5	3	
Enifin SpA	4	8	8	1.776				7		3	5	
EniPower SpA	244	98	369				159	1	1.466	48	1	
EniServizi SpA	14	31				1	117	10	15	1	2	
· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	1											

^{*} i costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti a lordo delle quote capitalizzate.

(milioni di euro)

.12.2006

900

			M				i	₹		
	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni] [Costi (*)		Ricavi	~
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie		Ben	i Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Imprese controllate										
Italgas SpA	15	201				641	8	8	3	2
Napoletana Gas Clienti SpA	48					1		164	3	
Polimeri Europa SpA	94	22	641		7.	6		949	16	6
Praoil Oleodotti Italiani SpA	17	46				239			8	1
Raffineria di Gela SpA	63	84			1	427		248	2	
Saipem SpA	2	48				51		1	4	
Siciliana Gas Vendite SpA	14							59		~~
Snam Rete Gas SpA	40	236	13			1.157		124	19	
Snamprogetti SpA	5	108	74			62	1		6	1
Sofid SpA	34	34		31		81	31		23	1
Stoccaggi Gas Italia SpA	132	46	28		13	242			8	1
Syndial SpA	11	49	446		6	22	2	33	8	3
Toscana Energia Clienti SpA	70							297	1	
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	16	33				345			172	
Altre (per rapporti di importo unitario										
non superiore a 50 milioni di euro)	192	170	398		11	233	9	93	214	22
	1.740	2.440	9.598	1.807	13.903	4.100	70	8.786	757	66
Imprese collegate e a controllo congiunto										
Azienda Energia e Servizi Torino SpA		18				57				
Consorzio Eni per l'Alta Velocità Cepav Uno			5.654							
Gasversorgung Suddeutschland GmbH	14					1		122	19	
Promgas SpA	44	39			375			419		
Raffineria di Milazzo ScpA	9	12				237		107		
Trans Austria Gasleitung GmbH	7	18			53	138			56	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		7				81				\neg
Unión Fenosa Gas SA	1	7	61	······································	93	7		- '		1
Altre (per rapporti di importo unitario										7
non superiore a 50 milioni di euro)	63	46	24		18	64	30	97	15	/ 1
-	138	147	5.739		539	585	30	745	→ 90	/ 2
Imprese possedute o controllate dallo Stato	,									
Gruppo Alitalia	12		·····					- 354		,,, <u>,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,</u>
Gruppo Enel	136	39			45	25		1.062	0.109	
Altre (per rapporti di importo unitario							14/ 0	7-7-5	101	
non superiore a 50 milioni di euro)	33	24			2	50	67. E	(04)		
	181	63			47	75			1090	
	2.059	2.650	15.337	1.807	14.489		100	17.051		68
	£====						1 1	1.5	<i>4,</i> 9	

Si segnala inoltre il rapporto intrattenuto con società del gruppo Cosmi Holding correlate a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione riguardante in particolare l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontano nel 2006 a 1,5 milioni di euro in termini di acquisti e di 0,2 milioni di euro in termini di vendite.

* i costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti a lordo delle quote capitalizzate.

I rapporti più significativi riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trading BV, da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA e da Eni China BV sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali, Polimeri Europa SpA, AgipFuel SpA, Agip Rete SpA, EniPower SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Raffineria di Gela SpA) e collegate (Raffineria di Milazzo ScpA) nonchè di greggi e pro-

dotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui Agip France SARL, Agip España SA, Agip Deutschland GmbH, American Agip Co Inc, Agip Austria GmbH, Agip (Suisse) SA). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti e dei greggi di riferimento, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;

- l'acquisizione di servizi di trasporto gas, servizi di stoccaggio, rispettivamente, dalla Snam Rete Gas SpA, dalla Stoccaggi Gas Italia SpA sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas; gli acquisti di beni dalla Stoccaggi Gas Italia SpA sono riferiti a forniture di gas di produzione nazionale;
- l'acquisizione di servizi di distribuzione e vettoriamento gas da società controllate e collegate, rispettivamente, Italgas SpA e Azienda Energia e Servizi Torino SpA sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- la fornitura di gas a società controllate (tra le principali, EniPower SpA, Toscana Energia Clienti SpA, Napoletana Gas Clienti SpA, Snam Rete Gas SpA, Polimeri Europa SpA, Raffineria di Gela SpA e Siciliana Gas Vendite SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi. I rapporti verso Promgas SpA riguardano operazioni di compravendita di gas all'estero;
- l'acquisto di gas da società controllate e collegate (tra le principali Eni North Africa BV, Eni Croatia BV, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS, Eni UK Ltd ed Unión Fenosa Gas SA,) e di GPL da Eni Norge AS sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura di gas all'estero a Eni UK Ltd e a Gasversorgung Suddeutschland GmbH sulla base di corrispettivi determinati con criteri
 analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Agip France SARL e da Agip Deutschland GmbH sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura del servizio di gestione delle scorte obbligatorie ad AgipFuel SpA sulla base di tariffe che consentono alla società di recuperare i costi operativi e gli oneri finanziari correlati con l'attività di stoccaggio dei prodotti;
- la fornitura a EniPower SpA di servizi di manutenzione delle Centrali Termoelettriche sulla base di corrispettivi che consentono alla Società di recuperare i costi sostenuti;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate (tra le principali Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Transmediterranean Pipeline Co Ltd regolati sulla base di tariffe che consentono alle società di recuperare i costi operativi e remunerare il capitale investito;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da società controllate Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Eni Gas & Power Deutschland SpA, Eni Gas & Power CH SA e collegate Trans Austria Gasleitung GmbH regolati sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi; i ricavi verso la Trans Tunisian Pipeline Co Ltd riguardano essenzialmente la vendita del gas utilizzato dalla società per assolvere il proprio debito d'imposta in natura nei confronti dello stato tunisino; i ricavi verso Trans Austria Gasleitung GmbH prevedono tra l'altro il riaddebito del fuel gas, precedentemente acquistato da Eni e utilizzato dalla società di trasporto come gas di spinta;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Polimeri Europa SpA e da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti, analogamente alla prassi seguita nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Raffineria di Milazzo ScpA e dalla Raffineria di Gela SpA sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- l'acquisizione del servizio di somministrazione di vapore ed energia elettrica da EniPower SpA sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione dalla Praoil Oleodotti Italiani SpA di servizi di distribuzione e trasporto alla clientela di prodotti petroliferi sulla base di tariffe regolamentate per legge attraverso accordi collettivi stipulati tra le associazioni nazionali dei trasporti e l'Unione Petrolifera; nonché l'acquisizione del servizio di presa in consegna, trasporto via oleodotto e stoccaggio di greggi e prodotti finiti sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione dei servizi di manutenzione agli impianti di produzione di idrocarburi dalla Energy Maintenance Services SpA regolati sulla base di corrispettivi definiti con riferimento ai costi sostenuti incrementati dal margine di remunerazione di mercato;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria dalla Snamprogetti SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria e di perforazione da Saipem SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato.

71996-614

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali, EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini e Sofid SpA che svolge attività amministrative, finanziarie e di leasing nell'interesse di Eni). In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressochè interamente), i servizi forniti da queste società - così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di procurement - sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti e della remunerazione del capitale investito. L'analisi dei rapporti di natura finanziaria è la seguente:

(milioni di euro)		900			
		31.12.2006			2006
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese controllate					
Eni Coordination Center SA - Eni International Bank Ltd			7.000		1
Enifin SpA		667	22.475	119	200
Snam Rete Gas SpA			41		1
Syndial SpA			70		1
Altre (per rapporti di importo unitario		****			
non superiore a 50 milioni di euro)	8		26	2	2
	8	667	29.612	121	205
Imprese collegate e a controllo congiunto		•			
Blue Stream Pipeline Co BV			756		26
Raffineria di Milazzo ScpA			56		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd			133		
Altre (per rapporti di importo unitario					
non superiore a 50 milioni di euro)	6				2
	6		945		28
•	14	667	30.557	121	233

rapporti finanziari sono intrattenuti essenzialmente con Enifin SpA - società posseduta interamente da Eni SpA che svolge attività finanziaria per conto delle società del Gruppo - in forza di una convenzione in base alla quale Enifin provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità di Eni SpA, nonchè alla copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse attraverso la stipula di contratti derivati.

Per l'illustrazione delle principali garanzie e impegni commerciali, diversi e finanziari con parti correlate si rinvia alla nota n./24 "Garanzie, Impegni e Rischi" delle presenti Note al bilancio.

Nell'ambito del processo di riorganizzazione delle attività del Gruppo, nel corso dell'esercizio sono stati effettuati/acquisti e cessioni di partecipazioni, illustrate nelle "Notizie sulle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto, a partecipazione ta di Eni SpA" allegato alle presenti Note al bilancio (di cui costituisce parte integrante). In particolare, ributa a questo din vante il rapporto intrattenuto con la Saipem per la cessione della partecipazione in Snamprogetti SpA.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

		31.12.2005			31.12,2006	
(milioni di euro)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	9.401	2.886	30,70	8.220	2.061	25,07
Passività finanziarie a breve termine	355	342	96,34	320	310	96,88
Debiti commerciali e altri debiti	6.688	2.926	43,75	6.865	2.650	38,60
Altre passività correnti	38	27	71,05	60	38	63,33
Passività finanziarie a lungo termine	2.589	467	18,04	2.431	358	14,72
Altre passività non correnti	450	265	58,89	437	246	56,29

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

		2005	2006			
(milioni di euro)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	44.794	12.267	27,39	52.987	11.989	22,63
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	39.537	16.490	41,71	48.248	19.229	39,85
Proventi finanziari	859	225	26,19	908	233	25,66
Oneri finanziari	888	115	12,95	873	121	13,86
Proventi (oneri) su partecipazioni	3.606		*****	3.785	601	15,88

71996=616

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(milioni di euro)	2005	2006
Ricavi e proventi	12.357	12.099
Costi e oneri	(16.505)	(19.245)
Variazione dei crediti commerciali e diversi	438	(206)
Variazione dei debiti commerciali e diversi	493	(91)
Dividendi incassati	3.531	4.063
Interessi incassati	101	110
Interessi pagati	(13)	(16)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	402	(3.286)
Investimenti:		
- immobilizzazioni immateriali	(30)	
- immobilizzazioni materiali	(103)	(113)
- partecipazioni	(938)	(1.163)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(30)	(185)
Flusso di cassa degli investimenti	(1.101)	(1.461)
Disinvestimenti:		
- immobilizzazioni materiali	1	. 3
- partecipazioni	793	104
- crediti finanziari	33	1.011
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(1)	
Flusso di cassa dei disinvestimenti	826	1.118
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(275)	(343)
Assunzione di debiti finanziari a lungo	4	59
Rimborsi di debiti finanziari a lungo	(83)	(111)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve	172	(33)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	93	(85)
Effetto delle fusioni		23
Totale flussi finanziari verso entità correlate	220	(3.691)

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

		2005			2006	\sim /
(milioni di euro)	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità /	Incidenza %
Flusso di cassa da attività di esercizio	7.239	402	5,55	7.054	(B.286)	
Flusso di cassa da attività di investimento	(1.060)	(275)	25,94	(1.125)	(343)	30,49
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(6.011)	93	••	(5.889)	(85)	1,44
Effetto delle fusioni				23	1 43	100

Eventi ed operazioni significative non ricorrenti Gli oneri non ricorrenti netti sono analizzati nella tabella seguente:

	2005	2006	Variazione
Sanzione Antitrust	290	109	(181)
Accantonamento per istruttoria AEEG sull'utilizzo di capacità di stoccaggio		45	45
Sanzione AEEG per istruttoria sui prezzi di approvigionamento gas		10	10
	290	164	(126)

Gli oneri non ricorrenti riguardano: (i) la sanzione comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato in relazione all'istruttoria sul jet fuel (109 milioni di euro)¹; (ii) l'accantonamento al fondo rischi ed oneri a seguito dell'istruttoria n. 37/06 avviata dall'AEEG in relazione all'utilizzo della capacità di stoccaggio conferita per l'anno termico 2005-2006 (45 milioni di euro)²; (iii) la sanzione comminata dall'AEEG a chiusura dell'istruttoria n. 107/05 avviata sulla richiesta di informazioni sui prezzi di approvvigionamento del gas (10 milioni di euro).

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.



¹ Informazioni sulla sanzione sono fornite nella nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. 2 Informazioni sull'istruttoria sono fornite nella nota n. 25 "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato.

Proposte del Consiglio di Amministrazion 7 1 9 9 6 -618 all'Assemblea degli azionisti

Signori Azionisti,

il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2006 di Eni SpA che chiude con l'utile di 5.821.357.774,51 euro;
- attribuire l'utile di 3.611.713.444,51 euro, che residua dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2006 di 0,60 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 21 settembre 2006, come segue:
- agli azionisti a titolo di dividendo 0,65 euro per azione alle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2006 di 0,60 euro; il dividendo per azione dell'esercizio 2006 ammonta perciò a 1,25 euro;
- alla "Riserva disponibile" l'importo che residua dopo le attribuzioni proposte;
- mettere in pagamento il dividendo a saldo di 0,65 euro per azione a partire dal 21 giugno 2007, con stacco cedola il 18 giugno 2007.

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente Roberto Poli

29 marzo 2007

F. TO ROBERTO POU F. to PAOLO CASTELLINI - Notaid

PAGINA ANNULLATA



"RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA
DEGLI AZIONISTI AI SENSI DELL'ART. 153 D. LGS. 58/98 E
DELL'ART. 2429, COMMA 3, C.C.

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2006 abbiamo svolto le attività di vigilanza previste dalla legge, secondo i principi di comportamento del Collegio Sindacale raccomandati dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri.

A seguito della emanazione del Sarbanes Oxley Act, normativa che si applica all'Eni S.p.A. quale società emittente quotata anche alla Borsa di New York (NYSE), il Collegio Sindacale ha adottato, in data 15 giugno 2005, il "Regolamento sulle funzioni attribuite al Collegio Sindacale dell'Eni ai sensi della normativa statunitense", recependo quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione dell'Eni nella seduta del 22 marzo 2005. Con tale Regolamento, il Collegio Sindacale dell'Eni ha integrato le proprie funzioni estendendo le competenze ad attività di vigilanza interessanti le società controllate dall'Eni in Italia e all'estero, avvalendosi a tal fine anche dei risultati dell'attività di vigilanza svolta dai Collegi Sindacali (ove esistenti) delle principali società controllate ai sensi dell'art. 151 del d. lgs 58/98, come modificato dall'art. 2 della 1. 262 del 28 dicembre 2005.

Sulle attività svolte nel corso dell'esercizio, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob, con comunicazione del 6 aprile 2001, modificata e integrata con comunicazione DEM/3021582



4

\$ 4 Nn 2

del 4 aprile 2003, e successivamente con comunicazione n. DEM/6031329 del 7 aprile 2006, riferiamo quanto segue:

- a) abbiamo vigilato sulla osservanza della legge e dell'atto costitutivo;
- b) abbiamo ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'articolo 23, comma 2, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio, anche per il tramite delle società controllate, e possiamo ragionevolmente assicurare che le suddette operazioni sono conformi alla legge e allo statuto sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate, o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale; dalle informazioni rese disponibili dagli Amministratori al Collegio Sindacale ai sensi di legge, non risultano dagli stessi essere state poste in essere operazioni in potenziale conflitto d'interessi con la Società;
- c) abbiamo acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della società, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del d. lgs. 58/98, tramite l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle competenti funzioni aziendali e incontri con la società di revisione, ai fini del reciproco scambio di dati e informazioni

5 8

X >

rilevanti; anche dall'esame delle relazioni dei Collegi sindacali (ove esistenti) alle assemblee delle principali società controllate non sono emersi aspetti da segnalare;

- d) abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di questo ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante: (i) l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni; (ii) l'esame dei documenti aziendali e dei risultati del lavoro svolto dalla società di revisione, anche in relazione all'attività da questa svolta ai fini della normativa statunitense Sarbanes Oxley Act; (iii) i rapporti con gli organi di controllo delle società controllate ai sensi dei commi 1 e 2 dell'art. 151 del d.lgs. 58/98; (iv) la partecipazione ai lavori del Comitato per il controllo interno e, nell'occasione in cui gli argomenti trattati lo hanno richiesto, lo svolgimento di una riunione congiunta con lo stesso Comitato. Dall'attività svolta non sono emerse anomalie che possano essere considerate indicatori di inadeguatezza del sistema di controllo interno:
- e) abbiamo approvato la Procedura n. 221 "Segnalazioni, anche anonime, ricevute dall'Eni e dalle Società controllate, dirette e indirette" del 26 giugno 2006 e ricevuto ed esaminato la documentazione e i rapporti periodici previsti dalla procedura stessa; a tal riguardo non abbiamo osservazioni o rilievi da sottoporre alla Vostra attenzione;



5 & Nr L

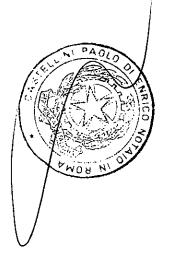
- f) abbiamo vigilato sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Autodisciplina dell'Eni S.p.A. adottato dal Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 13 dicembre 2006, in adesione al Codice promosso da Borsa Italiana S.p.A., ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del d. lgs. 58/98, esprimendo tra l'altro parere favorevole sulla verifica effettuata dal Consiglio di Amministrazione in merito all'indipendenza dei Consiglieri e dato atto del possesso da parte dei singoli membri del Collegio del requisito di indipendenza previsto dal Codice;
- g) abbiamo preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale poste in essere ai sensi dei d. lgs 231/01 e 61/02 sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative. L'Organismo di Vigilanza, istituito dal Consiglio di Amministrazione nelle adunanze del 15 dicembre 2003 e 28 gennaio 2004, ha relazionato sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2006 senza evidenziare fatti di rilevo;
- h) abbiamo tenuto riunioni con i responsabili della società di revisione, anche ai sensi dell'art. 150, comma 2, del d. lgs 58/98 e della disciplina prevista dalla Sarbanes Oxley Act, nel corso delle quali non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente relazione;
- non abbiamo rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con parti correlate. Il Consiglio di Amministrazione nella Relazione sulla gestione ha

*

5 1

fornito esaustiva illustrazione sulle operazioni, di natura ordinaria, di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale poste in essere con società controllate e con parti correlate nonché sulle modalità di determinazione dell'ammontare dei corrispettivi ad esse afferenti e a tale relazione rimandiamo per quanto di competenza;

j) in ottemperanza alle disposizioni dell'"International Accounting Standards - IAS 24" concernente l'individuazione della nozione di parti correlate, segnaliamo che gli amministratori, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategiche hanno dichiarato di non aver posto in essere né direttamente né per interposta persona o per il tramite di soggetti ad essi riconducibili secondo le disposizioni dello IAS 24 richiamato, operazioni con l'Eni S.p.A. e con le imprese dalla stessa controllate ai sensi dell'art. 93 del d. lgs n. 58/98. Come risulta dalle Note al bilancio individuale d'impresa e al bilancio consolidato, un componente il Consiglio di Amministrazione ha dichiarato che nel corso dell'esercizio 2006, analogamente a quanto verificatosi nei precedenti esercizi, un familiare di cui al paragrafo 9, lettera (e) dello IAS 24, in quanto proprietario della maggioranza azionaria di una holding controllante un gruppo di società, ha posto in operazioni commerciali svolto essere prestazioni manutenzione verso l'Eni S.p.A. e altre società del Gruppo per complessivi 18 milioni di euro. Le prestazioni rese alla sola Eni



5 A Na

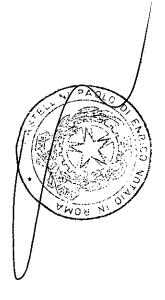
- S.p.A. sono ammontate a circa 1,5 milioni di euro in termini di acquisti e a circa 0.2 milioni di euro in termini di vendite;
- k) la società di revisione ha rilasciato, in data odierna, le relazioni ai sensi dell'art. 156 del d. lgs 58/98 rispettivamente per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato di Gruppo al 31 dicembre 2006, redatti in conformità agli International Financial Reporting Standards IFRS adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che sia il bilancio di esercizio che il bilancio consolidato dell'Eni sono "stati redatti con chiarezza e rappresentano in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto e i flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data";
- l) in applicazione del d. lgs. 38/05 la società ha redatto per la prima volta il bilancio di esercizio (bilancio separato) in conformità agli IFRS; in data 21 settembre 2006 la società di revisione ha rilasciato la relazione sui prospetti di riconciliazione agli IFRS relativi alla data di transizione (1 gennaio 2005) e al bilancio 2005;
- m) nel corso dell'esercizio non sono pervenute denuncie ex art. 2408;
- n) non abbiamo conoscenza di altri fatti o esposti di cui dare menzione all'Assemblea;
- o) la società di revisione PriceWaterhouseCoopers, incaricata della revisione dall'Assemblea del 28 maggio 2004, nel corso dell'esercizio 2006, in aggiunta ai compiti previsti dalla normativa

Y S

Na

per le società quotate in Italia (revisione del bilancio di esercizio, del bilancio consolidato nonché revisione limitata della relazione semestrale e verifiche nel corso dell'esercizio sulla regolare tenuta della contabilità sociale) e per la quotazione al NYSE, ha ricevuto i seguenti ulteriori incarichi:

- revisione delle rettifiche necessarie a ricondurre i dati della situazione patrimoniale dell'Eni S.p.A. al 1 gennaio 2005, del bilancio di esercizio 2005 e della relazione semestrale dell'Eni S.p.A. 2005 agli IAS/IFRS (compenso di 270 mila euro);
- revisione contabile propedeutica allo svolgimento delle attività di audit sul sistema di controllo di cui alla sezione 404 del Sarbanes-Oxley Act (compenso di 396 mila euro);
- revisione contabile limitata del prospetto contabile e della relazione ai fini della distribuzione di acconti su dividendi (compenso 20 mila euro);
- revisione dei bilanci separati redatti ai sensi delle delibere 310/01 e 311/01 per l'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas (compenso di 67 mila euro);
- revisione dei prospetti relativi al programma di emissione di Euro Medium Term Notes, agli addebiti alle compagnie partner nelle joint ventures petrolifere e ai ricavi delle stazioni di servizio autostradali (compensi per complessivi 51 mila euro).



5 A

Complessivamente nel 2006 sono stati, pertanto, conferiti incarichi aggiuntivi per un compenso complessivo di 804 mila euro.

Il Collegio segnala che nel periodo in esame sono stati conferiti incarichi aggiuntivi alla PricewaterhouseCoopers e alle società estere appartenenti allo stesso network da parte di altre società del gruppo per 1.239 mila euro;

p) tenuto conto:

- della dichiarazione di indipendenza rilasciata dalla PricewaterhouseCoopers;
- degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete dall'Eni e dalle società del gruppo;
- il Collegio non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza della PricewaterhouseCoopers;
- q) abbiamo rilasciato, a termine di legge, i pareri di cui all'art. 2389, 3 comma, del codice civile; la società di revisione ha rilasciato il parere di cui all'art. 158 del D. Lgs 24 febbraio 1998 n. 58, in relazione al disposto del 5° comma dell'articolo 2433-bis del codice civile (acconto sui dividendi);
- r) Vi ricordiamo che l'incarico per la revisione dei bilanci e per la revisione contabile per gli esercizi 2004-2006, ai sensi dell'art. 156 del d.lgs. 58/98, è stato conferito dall'Assemblea degli Azionisti in data 28 maggio 2004 alla società PricewoterhouseCoopers, così come l'incarico di verifica della regolare tenuta delle scritture contabili ai sensi dell'art. 155 del

KA. M

*

d.lgs. 58/98. In conformità con le nuove disposizioni introdotte dal d.lgs. 303/2006, Vi proponiamo, ai sensi dell'art. 159 del d.lgs. 58/98, la proroga dell'incarico di revisione contabile per il periodo di tre anni dal 2007 al 2009, come da relazione appositamente predisposta e depositata presso la sede sociale e messa a disposizione degli azionisti.

Nello svolgimento dell'attività di vigilanza sopra descritta, il Collegio si è riunito 20 volte, ha assistito alle 16 riunioni del Consiglio di Amministrazione e ha partecipato alle 15 riunioni del Comitato per il controllo interno. Il Compensation Committee si è riunito complessivamente 9 volte nel corso dell'esercizio.

Sulla base dell'attività di controllo svolta nel corso dell'esercizio non rileviamo motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2006 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

Paolo Andrea Colombo, Presidente del Collegio Sindacale

Filippo Duodo, Sindaco effettivo Edoardo Grisolia, Sindaco effettivo Riccardo Perotta, Sindaco effettivo Giorgio Silva, Sindaco effettivo

Milano 3 maggio 2007

Janiner Janiner

FIG POBERTO POL

f.to PAOLO CASTELLINI - Notaio

PAGINA ANNULLATA

Relazione della Società di revisione

PRICEWATERHOUSE COPERS @

PricewaterhouseCoopers SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETA' DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 156 DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58

Agli Azionisti della Eni SpA

- Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dei movimenti del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni SpA chiuso al 31 dicembre 2006. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli amministratori della Eni SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile. Il suddetto bilancio d'esercizio è stato preparato per la prima volta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005.
- Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio d'esercizio sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Il bilancio d'esercizio presenta a fini comparativi i dati corrispondenti dell'esercizio precedente predisposti in conformità ai medesimi principi contabili. Inoltre, la nota al bilancio "Effetti derivanti dall'applicazione dei principi contabili internazionali" illustra gli effetti della transizione agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea ed include le informazioni relative ai prospetti di riconciliazione previsti dal principio contabile internazionale IFRS 1, precedentemente approvati dal Consiglio di Amministrazione e pubblicati nella sezione denominata "Effetti derivanti dall'applicazione dei principi contabili internazionali" della relazione semestrale al 30 giugno 2006, da noi assoggettati a revisione contabile, per i quali si fa riferimento alla relazione di revisione da noi emessa in data 21 settembre 2006.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Eni SpA al 31 dicembre 2006 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs n. 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto ed i flussi di cassa della Eni SpA per l'esercizio chiuso a tale data.

Milano, 3 maggio 2007

PricewaterhouseCoopers SpA

A. Col

Alberto Giussani (Revisore contabile)

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. 3.754.400,00 Euro i.v., C.F. e P. IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n. 43 dell'Albo Consob - Altri Uffici: Barl 70125 Viale della Repubblica 110 Tel. 0805429863 - Bologna 40122 Via delle Lame 111 Tel. 051525611 - Brescla 25124 Via Cefalonia 70 Tel. 0302219811 - Firenze 50129 Viale Milton 65 Tel. 0554627100 - Genova 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01029041 - Napoli 80121 Piazza dei Martiri 30 Tel. 0817644441 - Padova 35137 Largo Europa 16 Tel. 0498762677 - Palermo 90141 Via Marchese Ugo 80 Tel. 091349737 - Parma 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521242848 - Roma 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06578251 - Torino 10129 Corso Montevecchio 37 Tel. 011556771 - Trento 38100 Via Manzoni 16 Tel. 0461237004 - Treviso 31100 Viale Fell-sent 90 Tel. 0422696911 - Treeste 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - Udine 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - Verena 37122 Corgo-Corta Nuova 125 Tel. 0458002561

Filo ROBERIO POLL

Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti



Allegati 2006



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

Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2006

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e dall'art. 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate e collegate di Eni SpA al 31 dicembre 2006, nonché delle partecipazioni rilevanti.

Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate é indicato il criterio di valutazione. In nota é riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 31 dicembre 2006 le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

		Controllate			Collegate			Altre partecipazion rilevanti 👀	
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate	54	201	255						
Partecipazioni di imprese consolidate (b)							<u>.</u>		
Valutate con il metodo del patrimonio netto	19	48	67	51	88	139			-
Valutate con il metodo del costo	6	15	21	14	25	39	10	22	32
	25	63	88	65	113	178	10	22	32
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate		4	4					*****	
Possedute da imprese a controllo congiunto				2	20	22			
		4	4	2	20	22			
Totale imprese	79	268	347	67	133	200	10	22	32

- (a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate e collegate non quotate superiori al 10% del capitale.
- (b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano essenzialmente imprese che non superano due dei seguenti parametri:
- totale attivo o indebitamento finanziario lordo: 3,125 milioni di euro;
- totale ricavi: 6,250 milioni di euro;
- numero medio dei dipendenti: 50 unità.

Società controllate e collegate residenti in Stati o territori a regime fiscale privilegiato

Gli Stati o territori aventi un regime fiscale privilegiato sono individuati dal decreto del Ministro dell'economia e delle finanze 21 novembre 2001 (Decreto) che elenca quelli il cui regime fiscale è considerato privilegiato: (i) in via generale e senza alcuna distinzione, all'art. 1; (ii) con l'esclusione di individuate fattispecie, all'art. 2; (iii) limitatamente ad alcuni regimi particolari, all'art. 3.

Al 31 dicembre 2006 Eni controlla 15 società residenti o con filiali (3) in Stati o territori a regime fiscale privilegiato elencati negli artt. 1 e 2 del Decreto, di cui 6 rivengono dalle acquisizioni della Lasmo Plc e della Bouygues Offshore SA. Di queste 15 società, 9 sono soggette a imposizione in Italia o perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni SpA (8) o perché divenute fiscalmente residenti a seguito del trasferimento in Italia della sede dell'amministrazione (1). Le restanti 6 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate in considerazione dell'effettiva attività esercitata. Eni controlla inoltre 22 società residenti in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto, nessuna delle quali si avvale dei regimi ivi previsti.

Nessuna società controllata ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2006 sono stati oggetto di revisione contabile da parte della PricewaterhouseCoopers tranne i bilanci della Petromar Lda con sede in Angola, oggetto di revisione da parte della Auren e della PricewaterhouseCoopers, e della Saibos Fze con sede negli Emirati Arabi Uniti, oggetto di revisione da parte della Ernst & Young.

Al 31 dicembre 2006 Eni detiene inoltre, direttamente o indirettamente, partecipazioni non inferiori al 20 per cento agli utili in 5 società residenti o localizzate in Stati o territori a regime fiscale privilegiato elencati negli artt.1 e 2 del Decreto ed in 8 società localizzate in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto, nessuna delle quali si avvale dei regimi ivi previsti.

Nei successivi elenchi delle imprese controllate e collegate, le società residenti in Stati o territori di cui al Decreto sono contrassegnate da un richiamo alla nota a pié pagina dove viene indicato il riferimento agli articoli del Decreto e il trattamento fiscale in Italia del reddito della società.

71996-632

IMPRESA CONS	OLIDANTE						
Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	pos	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni SpA (#)	Roma	EUR	4.005.358.876	Ministero dell'Econo e delle Finanze Cassa Depositi e Prestiti SpA Eni SpA Altri Soci	9,99 8,07 61,63		

IMPRESE CONTROLLATE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidament o criterio di valutazione (*)
Consorzio SET Sviluppo Elettrico Trecate (in liquidazione)	San Martino Trecate	EUR	5.680.950	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Eni East Africa SpA	San Donato Milanese	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Eni Medio Oriente SpA	San Donato Milanese	EUR	824.000	Ēni SpA	100,00		P.N.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.i.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese	EUR	120.000	Eni SpA	100,00	,-	P.N.
leoc SpA	San Donato Milanese	EUR	25.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	San Donato Milanese	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese	EUR	37.980.800	Eni SpA Soci terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.
Stoccaggi Gas Italia SpA - Stogit SpA	San Donato Milanese	EUR	152.205.500	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Sviluppo Tecnologie Industriali SpA	Pisa	EUR	250.000	Tecnomare SpA Soci terzi	66,83 33,17		P.N.
Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA	Venezia	EUR	2.064.000	Eni SpA Snamprogetti SpA Saipem SpA Soci terzi	65,00 10,00 5,00 20,00	71,53	C.I.

^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo. (#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.

ALL'ESTERO

E E						<u>.</u> .	nento e (*)
Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	90g	% Possesso	% Consolidata di pertinenza E	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (')
Agip Azerbaijan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	50.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	L'Aia (Paesi Bassi)	EUR	52.500	Agip Caspian Sea BV	100,00		Co.
Agip Oil Ecuador BV (1)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Agip USA Inc (in liquidazione)	Wilmington (USA)	USD	3.000.000	Eni International BV	100,00		Co.
AKD Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.152	Agip Azerbaijan BV	100,00		
Eni A E P Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	73.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.1.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Wilmington (USA)	USD	100.072.000	Eni UHL Ltd Soci terzi	0,07 ^(a) 99,93	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV (2)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.ł.
Eni Angola Production BV (2)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni ANS Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	1.700.000	Eni UKCS Ltd	100,00		Co.
Eni AOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	187.916.668	Eni Ventures Plc (L)	100,00		Co.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	487.249	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00		P.N.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Auștralia 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 Ltđ	100,00		
Eni BBI Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.200.000	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni BB Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.

 ^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
 (a) Quota di controllo: Eni UHL Ltd 100,00
 (1) La società ha una filiale in Ecuador che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.
 (2) La società ha una filiale in Angola che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.
 (10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

71996-634

				/ 00			
Denominazione	Sed e	Valuta	Capitale	po os	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni BB Petroleum Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	34.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Bulungan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	29.832.777,120	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Brazzaville (Congo)	USD	7.000.000	Eni Congo Holding BV Eni Int. NA NV Sàrl Eni International BV	99,99 () ()	100,00	C.I.
Eni Croatia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Dación BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	£UR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	21.250.000	Eni MHH Ltd (L)	100,00	100,00	C.I.
Eni Forties Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	11.000	Eni UKCS Ltd	100,00		P.N.
Eni Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Grand Maghreb BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90,450	Eni North Africa BV	100,00	100,00	C.I.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2.000.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International Exploration Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni ULX Ltd	100,00	PARI	Co.
Eni International Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	100.000	Eni Lasmo Plc	100,00-		0/0.
Eni International NA NV Sårl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	
Eni Investments Pic	Londra (Regno Unito)	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,96	100,00	ÇÎ)
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	्र ेंग्र .
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-21 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.

^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sedie	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (')
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	337.638.724,250	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 ()	100,00	C.I.
Eni Liverpool Bay Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Lasmo Plc	100,00	*****	P.N.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	80.400.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Mali BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Management International Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Russia BV	100,00		P.N.
Eni Marketing Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni MEP Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	570.000	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni MHH Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	33.403.604,150	Eni MOG Ltd (L)	100,00	100,00	C.J.
Eni Middle East BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.000.002	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.J.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	220.711.147,500	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99	100,00	C.I.
Eni Morocco BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00		P.N.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Neptune Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	566.903	Eni Lasmo Plc Eni Pakistan Ltd	99,99		Co.
Eni Norge AS	Forus, Stavanger (Norvegia)	NOK	278.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil do Brasil SA	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	980.035.000	Eni International BV Soci terzi	99,99 ()	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Wilmington (USA)	USD	198.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Overseas Holdings Ltd in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
ini Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
ni Pakistan (M) Ltd Sarl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12,000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
ni Papalang Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
ni Petroleum Co Inc	Wilmington (USA)	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36.14	100,00	C.I.
ni Petroleum US Llc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	36,14 100,00	100,00	C.I.
ni Popodi Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.

^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

				719	9.6 -	2	
Denominazione	Sed e	Valuta	Capitale	p o s	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Resources Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	37.106.616	Eni Energy Ltd (L)	100,00	100,00	C.I.
Eni Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Securities Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	187.002	Eni Lasmo Pic	100,00	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sàrl (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	196.976.684,010	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	3.720.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Transportation Ltd (ex Eni Birch Ltd)	Londra (Regno Unito)	GBP	5.001.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Trinidad and Tobago Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Trinidad and Tobago Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	TTD	1.181.880	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni TTO Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	57.085.385	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BEK BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni UFL Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	40.100.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	17.000.100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.J.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	CI.
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	93,215,492,250	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	41.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	1828	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Wilmington (USA)	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100.00	
Eni USA Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	10000	1300
Eni US Operating Co Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	7.C15
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	278.050.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99	100,00	C.I.
leoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International 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		Co.
Lasmo Oil Development (Canada) Ltd	Toronto (Canada)	CAD	0,100	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.

^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Pog.	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (°)
Lasmo Sanga Sanga Ltd (9)	Hamilton (Bermuda)	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I,
Nigerian Agip Exploration Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Łagos (Nigeria)	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
Nigerian Agip Trustees Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.250.000	NAOC Ltd Nigerian Agip E. Ltd	99,00 1,00		Co.
OOO "EniNeftegaz"	Mosca (Russia)	RUB	1.000.000	Eni Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,00 1,00	100,00	C.I.
Pennant Insurance Co Ltd (8)	Hamilton (Bermuda)	USD	1.000.000	Eni UHL Ltd	100,00		P.N.
Secab Niugini Ltd	Port Moresby (Papua Nuova Guine	PGK a)	3.015.682	Eni International BV	100,00	•	P.N.

 ^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
 (8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
 (9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

<i></i>	O	DOWER
1.20	ж.	POWER

71996-638

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	P	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutaziono (1)
Acqua Campania SpA	Napoli	EUR	4.950.000	ltalgas SpA Eni SpA Saipem SpA Snamprogetti SpA Soci terzi	35,20 10,20 2,55 2,55 49,50	47,62	C.I.
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	Napoli	EUR	15.400.000	Italgas SpA Soci terzi	99,69 0,31	99,69	C.I.
Eni Gas & Power Deutschland SpA	San Donato Milanese	EUR	5.543.728	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Helias SpA	San Donato Milanese	EUR	149.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.J.
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci terzi	86,50 13,50	86,50	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Trasmissione SpA	San Donato Milanese	EUR	16.362.447,720	EniPower SpA	100,00	100,00	C.J.
GNL Italia SpA	San Donato Milanese	EUR	17.300.000	Snam Rete Gas SpA	100,00	53,39	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Napoletana Gas Clienti SpA	Napoli	EUR	5.000.000	Napoletana Gas SpA	100,00	99,69	C.I.
Partecipazioni Industriali SpA	Torino	EUR	65.850.000	Italgas SpA Soci terzi	99,99	100,00	C.1.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	EUR	2.080.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Servizi Territori Aree Penisole SpA	Napoli	EUR	120.000	Napoletana Gas SpA Soci terzi	70,00 30,00	***	P.N.
Siciliana Gas Clienti SpA	San Donato Milanese	EUR	1.147.869,600	Eni SpA	100,00	100,00	C.J.
Siciliana Gas SpA	Palermo	EUR	33.903.679,800	Italgas SpA	100,00	100,00	C.I.
Siciliana Gas Vendite SpA	Palermo	EUR	5.100.000	Siciliana Gas C. SpA	100,00	100,00	C.I.
Snam Rete Gas SpA (#)	San Donato Milanese	EUR	1.955.957.600	Eni SpA Snam Rete Gas SpA Soci terzi	50,04 ^(a) 6,27 43,69	53,39	C.I.
Società EniPower Ferrara Srl	San Donato Milanese	EUR	110.000.000	EniPower SpA Soci terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Società Italiana per il Gas pA	Torino	EUR	252.263.314	Eni SpA	100,00	100,00	C.I./
Toscana Energia Clienti SpA (ex Toscana Gas Clienti SpA)	Pistoia	EUR	7.148.428,170	Eni SpA Partec. Ind. SpA Soci terzi	61,45 17,77 20,78	78,22	

 ^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

 (#)
 Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.

 (a)
 Quota di controllo:
 Eni SpA 53,39

 Soci terzi
 46,61

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede e	Valuta	Capitale	Ř	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (°)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	SIT	3.105.000.000	Eni SpA Soci terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Distribuidora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	202.351.288	Inv. Gas Cuyana SA Eni SpA Soci terzi	51,00 6,84 42,16	45,60	C.I.
Eni España Comercializadora de Gas SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Gas & Power CH SA (10)	Lugano (Svizzera)	CHF	54.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power GmbH	Francoforte sul Meno (Germania)	EUR	75.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Gas Brasiliano Distribuidora SA	San Paolo (Brasile)	BRL	467.363.600	Eni International BV Italgas SpA	80,00 20,00	100,00	C.I.
Gerecse Gázvezeték Építő és Vagyonkezelő Részvénytársaság	Tatabánya (Ungheria)	HUF	609.600.000	Turul Gáz. Rt Soci terzi	50,15 49,85		
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci terzi	75,00 25,00	75,00	C.I.
Inversora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	60.012.000	Eni SpA Soci terzi	76,00 24,00	76,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	TND	99.000	Eni International BV Soci terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi (Tunisia)	TND	200.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Tigáz Gepa Kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	52.780.000	Tigáz zrt	100,00	<u> </u>	P.N.
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörûen Mûködő Részvénytársaság	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	17.000.000.000	Eni SpA Tigáz zrt Sofid SpA Soci terzi	50,00 ^(a) 0,16 () 49,84	50,08	C.I.
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (3)	St. Helier (Channel Islands)	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Turul Gázvezeték Építő es Vagyonkezelő Részvénytársaság	Tatabánya (Ungheria)	HUF	404.000.000	Tigáz zrt Soci terzi	58,42 41,58		P.N.

Eni SpA Sofid SpA Quota di controllo:

50,08

Soci terzi

(..) 49,92

C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

⁽³⁾ Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: la società a seguito del trasferimento della sede dell'amministrazione in Italia è ivi soggetta a imposizione.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

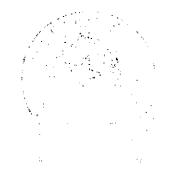
640 71996-**Refining & Marketing** IN ITALIA Denominazione % Possesso žoci AgipFuel SpA Roma **EUR** 3.637.000 Eni SpA 100,00 100,00 AgipRete SpA EUR Roma 15.480.000 Eni SpA 100,00 100,00 C.I. Big Bon Distribuzione SpA EUR Milano 516.460 AgipRete SpA 100,00 100,00 C.I. Consorzio AgipGas Sabina **EUR** Cittàducale 5.160 AgipRete SpA 70,00 Co. Soci terzi 30,00 Consorzio Condeco Santapalomba **EUR** Pomezia 117.757 Praoil SpA 51,00 Co. AgipFuel SpA 41,66 Soci terzi 7,34 Consorzio Movimentazioni Praoil SpA Stagno **EUR** 1.000 49,90 Co. Petrolifere nel Porto Costiero Gas L. SpA 11,00 di Livorno Soci terzi 39,10 Costiero Gas Livorno SpA EUR Livorno 26.000.000 AgipRete SpA 65,00 65,00 C.I. Soci terzi 35,00 **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 CJ. Petrolig Srl **EUR** 104.000 Genova Praoil SpA 70,00 70,00 C.I. Soci terzi 30,00 Petroven Srl Genova **EUR** 156.000 Praoil SpA 68,00 68,00 C.I. Soci terzi 32,00 Praoil Oleodotti Italiani SpA EUR Genova 74.189.479 100,00 Eni SpA 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 80,00 P.N. Soci terzi 20,00

ALL'ESTERO

							- 1
Afi Hotels Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	EUR	1.032.920	Ení 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	<i>c</i> J.
Agip Austria Tankstellenbetrieb GmbH	Vienna (Austria)	EUR	35.000	Agip Austria GmbH	100,00	AOLO	Ø.N.
Agip Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100.00	300
Agip Ceská Republika Sro	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	1.511.913.000	Eni International BV	100, 0 G	£ £00 ,000	13.00
Agip Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	94,90	100,00	(20)
Agip Ecuador SA (10)	Quito (Ecuador)	USD	103.142,080	Eni International BV Esain SA	99,93	100,00	Ž.i.
Agip España SA	Madrid (Spagna)	EUR	61.600.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.J.
Agip France Sàrl	Lione (Francia)	EUR	56.800.000	Eni International BV	100/00	100,00	C.I.
Agip Hungaria Zrt	Budapest (Ungheria)	HUF	9.491.500.000	Eni International BV Soci terzi	99,40 0,60	99,40	C.I.
Agip Lubricantes SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	1.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV Soci terzi	96,99 3,00 ()	100,00	C.I.

^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

2							nento e 🖰
Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	pog	% Possesso	% Consolidata di pertinenza E	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (¹⁾
Agip Pannónia Kft	Budapest (Ungheria)	HUF	980.000.000	Agip Hungaria Zrt	100,00	99,40	C.I.
Agip Portugal - Combustivels SA	Alès (Portogallo)	EUR	2.754.480	Agip España SA	100,00	100,00	C.I.
Agip Romania Srl (ex Agip Romania SA)	Bucarest (Romania)	RON	23.876.310	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Schmiertechnik GmbH	Würzburg (Germania)	EUR	2.000.000	Agip Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C,I.
Agip Slovenija doo	Lubiana (Slovenia)	SIT	909.560.400	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovensko Spol Sro	Bratislava (Repubblica Slovacca	SKK a)	470.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Suisse SA (10)	Losanna (Svizzera)	CHF	102.500.000	Eni International BV Soci terzi	99, 9 9 ()	100,00	C.I.
Agip Trading Services BV (4)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.160	Eni International BV	100,00		P.N.
Agip Trading Services Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	500	Eni International BV	100,00		P.N.
American Agip Co Inc	Wilmington (USA)	USD	27.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Esacontrol SA (10)	Quito (Ecuador)	USD	60.000	Agip Ecuador SA Soci terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA (10)	Quito (Ecuador)	USD	30.000	Agip Ecuador SA	100,00	100,00	C.I.
Hotel Assets Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	44.005.000	Eni SpA	100,00		P.N.
OOO "Nefto - Agip"	Mosca (Federazione Russa)	RUB	246.760	Eni International BV	100,00		P.N.
Tecnoesa SA (10)	Quito (Ecuador)	USD	36.000	Agip Ecuador SA	100,00		P.N.



 ^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
 (4) La società ha una filiale in Singapore, Paese incluso negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.
 (10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Petrolchimica				719	96.	642	•
Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (1)
Polimeri Europa SpA	Brindisi	EUR	1.553.400.000	Eni SpA Syndial SpA	95,17 4,83	100,00	C.I.
IN ITALIA							
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	EUR	1.549.060	Polimeri Europa SpA Syndial SpA EniPower SpA Soci terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	EUR	6.000.000	Polimeri Europa SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci terzi	48,31 28,10 1,66 21,93		P.N.
ALL'ESTERO							
Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkoruen Mukodo Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	HUF	2.113.902.000	Polimeri Europa SpA Polimeri Benelux SA Polimeri Europa Gmbh	77,91 11,05 I 11,04	100,00	C.I.
Kelvin Terminals Koelveem BV	Al Terneuzen (Paesi Bassi)	EUR	36.000	Polimeri Eur. UK Ltd	100,00		P.N.
Polimeri Europa Americas Inc	New York (USA)	USD	78.370	Polimeri Europa SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Benelux SA	Nivelles (Belgio)	EUR	10.000.000	Polimeri Europa SpA Pol. Europa Dist. SA (L)	99,99	100,00	C.I.
Polimeri Europa Distribution SA (10) (in liquidazione)		CHF	100.000	Polimeri Europa GmbH			P.N.
Polimeri Europa Elastomères France SA (in liquidazione)	Champagnier (Francia)	EUR	13.011.904	Polimeri Europa SpA Soci terzi	99,99 ()		P.N.
Polimeri Europa France SAS	Mardyck (Francia)	EUR	126.115.582,900	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa GmbH (12)	Eschborn bei Frankfurt Am Main (Germania)	EUR	100.000	Polimeri Europa SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Hellas SA	Atene (Grecia)	EUR	342.000	Polimeri Europa SpA	100,00		P/N.
Polimeri Europa Ibérica SA	Barcellona (Spagna)	EUR	2.524.200	Polimeri Europa SpA	100,00	100.00 PAOLO	C.I.
Polimeri Europa Kimya Ürünleri Ficaret Ltd Sirketi	Istanbul (Turchia)	TRY	20.000	Polimeri Europa SpA Polimeri Europa GmbH	90,00		W.
Polimeri Europa Norden AS	Copenaghen (Danimarca)	DKK	3.000.000	Polimeri Europa SpA	100 00	物分	BE
Polimeri Europa Polska Sp. zo.o	Varsavia (Polonia)	PLN	1.000.000	Polimeri Europa SpA	10000		P/8)
Polimeri Europa Portugal SA	Viana do Castelo (Portogallo)	EUR	50.000	Polimeri Eur. UK Ltd Soci terzi	9956/ 044/		₹ ₹
Polimeri Europa UK Ltd	Hythe (Regno Unito)	GBP	4.004.040		100,90	100,00	C.I.

(Regno Unito)

 ^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
 (10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.
 (12) La società ha una filiale in Svizzera che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

Ingegneria e Costruzioni

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Şod	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem SpA (#)	San Donato Milanese	EUR	441.410.900	Eni SpA Saipem SpA Soci terzi	42,91 ⁽⁺⁾ 1,40 55,69	43,54	C.J.

IN ITALIA

BOS - Italia Srl (in liquidazione)	Milano	EUR	10.000	Saipem SA	100,00		P.N.
Consorzio Bonifica Aree e Siti Inquinati	Milano	EUR	20.658,280	Snamprogetti SpA Syndial SpA	50,00 50,00		P.N.
Consorzio Ras - Realizzazioni Attraversamenti Sotterranei (in liquidazione)	Udine	EUR	10.329	Snamprogetti SpA Soci terzi	51,00 49,00		P.N.
Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino	EUR	10.329,140	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Energy Maintenance Services SpA	San Donato Milanese	EUR	9.020.216	Saipem SpA	100,00	43,54	C.I.
Engineering & Management Services SpA	San Donato Milanese	EUR	309.600	Snamprogetti SpA	100,00	43,54	C.I.
Intermare Sarda SpA	Tortoli	EUR	6.708.000	Saipem SpA	100,00	43,54	C.I.
Saipem Energy International SpA	San Donato Milanese	EUR	2.550.000	Şaipem SpA	100,00	43,54	C.I.
Saipem FPSO SpA	San Donato Milanese	EUR	884.000	Saipem SpA	100,00	43,54	C.I.
Saipem Projects SpA	San Donato Milanese	EUR	216.500.000	Saipem SpA	100,00	43,54	C.I.
Snamprogetti SpA	San Donato Milanese	EUR	103.200.000	Saipem Project SpA	100,00	43,54	C.I.
Snamprogetti Sud SpA	Vibo Valentia	EUR	5.000.040	Snamprogetti SpA	100,00	43,54	C.I.

Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	231.150.000	Snamprogetti SpA Snamprog. M.Serv. SA	99,00 1,00	43,54	C.I.
BOSCONGO SA	Pointe Noire (Congo)	XAF	200.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,99 0,01	43,53	C.1.
BOS Investment Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.000.000	Saipem SA Entreprise N. M. SA	99,99 ()	43,54	C,I.
BOS - UIE Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	3.300.000	BOS Investment Ltd	100,00	43,54	C.I.
Camon Gesellschaft fur Instandhaltung und Montagen mbH	Francoforte sul Meno (Germania)	EUR	25.564,590	Camom SA	100,00	43,54	C.I.
Camom Industrie Instandhaltung GmbH & Co Kg (in liquidazione)	Spergau (Germania)	EUR	25.564,590	Camom GmbH	100,00		Co.
Camom Industrie Instandhaltung Verwaltungs GmbH (in liquidazione)	Spergau (Germania)	EUR	25.564,590	Camom GmbH	100,00		Co.
Camom SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	2.897.500	Saipem SA Soci terzi	99,99 ()	43,54	C.I.

 ^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

 (#)
 Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'U.E.

 (a)
 Percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria:
 Eni SpA
 43,54

 Soci terzi
 56,46

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	pos	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio
CENMC Canada Inc	Montreal (Québec) (Canada)	CAD	100	European M. C. BV	100,00	43,54	C.J.
Conception Maintenance Petrochimique de l'Ouest SA (in liquidazione)	Sandouville (Francia)	EUR	305.000	Camom SA Soci terzi	99,97 0,03		P.N.
Delong Hersent - Estudos, Construções Maritimas e Participações, Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SA	100,00	43,54	C.1.
Entreprise Nouvelle Marcellin SA	Marsiglia (Francia)	EUR	1.018.700	Saipem SA Soci terzi	99,99	43,54	C.I.
ER SAI Caspian Contractor Llc	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.105.930.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00	21,77	C.I.
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.760	Saipem Intern, BV	100,00	43,54	C.I.
European Marine Contractors Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000.000	E.M.I. Ltd Saipem UK Ltd	50,00 50,00	43,54	C.I.
European Marine Investments Ltd	Londra (Regno Unito)	USD	20.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
European Maritime Commerce BV		EUR	18.000	ERS 8V	100,00	43,54	C.I.
Global Petroprojects Services AG ⁽		CHF	5.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad, Mumbai (India)	INR	100.000	Serv.Eq.Gaz.Petr.SA Soci terzi	55,00 45,00	23,89	C.I.
Hazira Marine Engineering & Construction Management Private Ltd	Malad, Mumbai (India)	INR	100.000	Saipem SA Sofresid SA	99,99 0,01	43,54	C.I.
Katran-K Llc	Krasnodar (Russia)	RUB	1.603.800	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
Aoss Arctic Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	100.000	Moss Maritime AS	100,00	43,54	C.I.
Aoss Maritime AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	40.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
Noss Maritime Inc	Houston (USA)	USD	145.000	Moss Maritime AS	100,00	43,54	C.I.
loss Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	20.000.000	Moss Maritime AS	100,00	43/54	
igerian Services & Supply Co Ltd	Victoria Island - Lagos (Nigeria)	NGN	40.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,99	43.84	AOLO
orth Caspian Service Co	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.910.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	1952	NCL'S
etrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	37.319.045	Saipem Intern. BV Soci terzi	99,99	TO SECOND	Cdi.
etromar Lda ⁽¹⁰⁾	Luanda (Angola)	USD	357.142,850	Delong H-ECMP Lda Soci terzi	70,00 30,00	30,48	cr.
r Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	30.290.000	Saipem Intern. BV Saipem Asia Sdn Bhd	99,99	43,54	C.I.
AGIO Companhia Angolana e Gestão De Instalação ffshore Limitada (10)	Luanda (Angola)	AOA	1.600.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	60,00 40,00		P.N.
ibos Construções Maritimas Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	27.551.052	Saipem SA	100,00	43,54	C.I.
nibos Fze (8)							

^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Pod	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saigut SA De Cv	Ensenada (Messico)	MXN	50.000	Saimexicana SA Soci terzi	80,00 20,00	34,83	C.I.
Saimexicana SA De Cv	Città del Messico (Messico)	MXN	50.000	Saipem SA Entreprise N. M. SA	99,99 ()	43,54	C.I.
Saipem America Inc	Wilmington (USA)	USD	50.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
Saipem Argentina de Perforaciones, Montajes y Proyectos Sociedad Anónima, Minera, Industriał, Comerciał y Financiera	Buenos Aires (Argentina)	ARS	150.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	98,77 1,23		P.N.
Saipem Asia Sdn Bhd ⁽⁹⁾	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	8.116.500	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	10.661.000	Saipem Intern. BV	100,00		P.N.
Saipem Contracting Algerie SpA	Hassi Messaoud (Algeria)	DZD	10.000.000	Sofresid SA Saipern SA Soci terzi	99,94 0,01 0,05	43,52	C.I.
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	827.000.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	97,94 2,06	42,65	C.I.
Saipem do Brasil Serviçõs de Petroleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	10.502.327	Saipem FPSO SpA Soci terzi	99,99 ()	43,54	C.I.
Saipem Engineering Nigeria Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	72.000.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	98,96 1,04		P.N.
Saipem Holding France SAS	Montigny le Bretonneu: (Francia)	k EUR	40.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
Saipem India Project Services Ltd	Chennai (India)	INR	2.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,99 ()	43,54	C.I.
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	43,54	C.I.
Saipem Logistics Services Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	55.000.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	99,99 ()	43,54	C.I.
Saipem Luxembourg SA (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	EUR	31.002	Saipem SGPS SA Saibos Con. Mar. Lda	99,99 ()	43,54	C.I.
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd (9)	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	1.033.500	Saipem Intern. BV Soci terzi	41,95 ^(a) 58,05	18,02	C.I.
Saipem Mediteran Usluge doo	Rijeka (Croazia)	HRK	1.500.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
Saipem Misr for Petroleum Services SAE	Port Said (Egitto)	EUR	2.000.000	Saipem Intern. BV ERS BV European M. C. BV	99,92 0,04 0,04	43,54	C.J.
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	89,41 10,59	38,93	C.I.
Saipem - Perfurações e Contruções Petroliferas Ltda (ex Saipem - Perfurações e Contruções Petroliferas America do Sul Lda)	Funchal (Portogallo)	EUR	224.459	Saipem SGPS SA	100,00	43,54	C.I.
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	299.278.738,240	Saipem SGPS SA	100,00	43,54	C.I.
Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS Sociedade Unipessoal SA	Funchal (Portogallo)	EUR	49.900.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.

^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(a) Quota di controllo: Saipem Intern BV 41,38
Soci terzi 58,62

⁽⁹⁾ Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valittazione (')
Salpem SA (5)	Montigny le Bretonn (Francia)	eux EUR	26.488.694,960	Saipem SpA	100,00	43,54	C.I.
Saipem Services México SA De Cv	Città del Messico (Messico)	MXN	50.000	Saimexicana SA Saipem America Inc	99,99 ()	43,54	C.I.
Saipem Services SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	61.500	Saipem Intern. BV ERS BV	99,98 0,02	43,54	C.I.
Saipem Singapore Pte Ltd (8)	Singapore (Singapore)	SGD	25.000	Saipem SA	100,00	43,54	C.I.
Saipem UK Ltd	New Malden (Regno Unito)	GBP	6.470.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
Saipem Venezuela SA	Caracas (Venezuela)	VEB	20.000.000	Saipem SA Soci terzi	99,95 0,05		Co.
SAIR Construções Mecanicas de Estruturas Maritimas Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	86,00 14,00	37,45	C.I.
SAS Port de Tanger	Montigny le Bretonne (Francia)	eux EUR	37.000	Saipem SA	100,00	43,54	C.I.
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	5.000,000	Saipem Intern, BV Soci terzi	60,00 40,00	26,12	C.I.
Services et Equipements Gaziers et Petroliers SA	Donges (Francia)	EUR	38.125	Saipem SA Soci terzi	99,76 0,24	43,44	C.I.
Shipping and Maritime Services Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	13.000.000	ERS BV Soci terzi	99,99		P.N.
Snamprogetti Africa (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Snamprog. Netherl. BV Snamprog. M.Serv. SA			P.N.
Snamprogetti Canada Inc	Montreal (Canada)	CAD	1.000	Snamprog. Netherl. BV		43,54	C.I.
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.151,200	Snamprog. Netherl. BV	100,00		P.N.
Snamprogetti France Sårl (7)	Parigi (Francia)	EUR	22.867,500	Snamprog. Netherl. BV	100,00	43,54	C.I.
Snamprogetti Kazakhstan Llp (in liquidazione)	Almaty (Kazakhstan)	KZT	15.000.000	Snamprog. Netherl. BV Snamprog. M.Serv. SA	99,00 1,00		P.N.
Snamprogetti Ltd	Basingstoke (Regno Unito)	GBP	15.000.000	Snamprog. M.Serv. SA	100,00	43,54	C.I.
Snamprogetti Lummus Gas Ltd (8)	Sliema (Malta)	EUR	50.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	99,00 1,00	43,11	-c/.
Snamprogetti Management Services SA (10)	Ginevra (Svizzera)	CHF	50.000.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	99.99	: 43.54 PAOLC	C.I.
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	92.117.340	Snamprogetti SpA	100,00		C.I.
Snamprogetti Romania Srl	Bucarest (Romania)	ROL	4.075.150	Snamprog. Netherl. BV Snamprog. M.Serv. SA	-99105		P.N.
Snamprogetti Saudi Arabia Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Snamprog. M.Serv. SA Snamprog. Netherl. BV	100	12.4	3
Snamprogetti USA Inc	Dover (USA)	USD	2.000	Snamprog. M.Serv. SA	1000	43,54	C.I.
Société de Construction d'Oleoducs Snc	Donges (Francia)	EUR	39.000	Serv.Eq.Gaz.Petr.SA Camom SA	99,98	43,44	C.I.
	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	228.750	Saipem SA Soci terzi	99,96 0,04	43,52	C.I.

^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

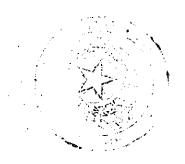
(5) La società ha una filiale negli Emirati Arabi Uniti, Paese incluso negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

⁽⁷⁾ La società ha una filiale nell'Oman, Paese incluso negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di gruppo è soggetto a tas-(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

ENI BILANCIO 2006 / ALLEGATI AL BILANCIO CONSOLIDATO - Imprese controllate

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	pog	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Sofresid Engineering SA	Montigny le Bretonneu (Francia)	x EUR	1.267.142,800	Sofresid SA Soci terzi	99,99 0,01	43,54	C.I.
Sofresid SA	Montigny le Bretonnet (Francia)	ix EUR	8.253.840	Saipem SA Soci terzi	99,9 9 ()	43,54	C.I.
Sonsub AS	Randaberg (Norvegia)	NOK	1.882.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	13.157.570	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
Sonsub Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	5.901.028	Saipem Intern. BV	100,00	43,54	C.I.
Star Gulf FZ Co ⁽⁹⁾	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	500.000	Saipem SGPS SA Saipem Portugal Lda	80,00 20,00	43,54	C.J.
Sud Est Cie SA	Aix-en-Provence (Francia)	EUR	152.704	Sofresid SA Soci terzi	99,63 0,37		Co.
TBE Ltd	Damietta (Egitto)	EGP	50.000	S.N. Technigaz SA Soci terzi	70,00 30,00	30,47	C.I.
Varisal - Serviços De Consultadoria e Marketing Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA	100,00		P.N.



^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Altre attività

71996 - 648

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	.	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (¹)
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela	EUR	23.519.847,160	Syndial SpA Soci terzi	99,96 0,04		P.N.
Consorzio Infoter - Informatica per il Territorio (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	10.320	Syndial SpA Sofid SpA	95,00 5,00		P.N.
Consorzio Utenti Acquedotti Industriali ed Altri Servizi di Interesse Collettivo SpA (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	1.033.000	Syndial SpA Soci terzi	87,00 13,00		P.N.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini	EUR	104.000	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.
Iniziative e Sviluppo di Attività Industriali - ISAI SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci terzi	58,70 41,30		P.N.
Insartel Srl (in liquidazione)	Cagliari	EUR	51.000	Syndial SpA	100,00		P.N.
RESCO ScpA (in liquidazione)	San Donato Milanese	EUR	912.000	Syndial SpA Soci terzi	93,80 6,20		P.N.
Syndial SpA - Attività Diversificate	San Donato Milanese	EUR	596.698.206	Eni SpA Soci terzi	99,99	100,00	C.I.

Oleodotto del Reno SA (10)	Coira (Svizzera)	CHF	1.550.000	Syndial SpA	100,00	P.N.
Rheinishe Oelleitungs GmbH	Hoerbranz (Austria)	EUR	4.215.024,380	Oleodotto Reno SA	100,00	



^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Corporate e società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capítale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	EUR	4.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniServizi SpA	San Donato Milanese	EUR	13.427.419,080	Eni SpA	100,00	100,00	C.i.
Immobiliare Est SpA	San Donato Milanese	EUR	25.820.000	Eni SpA	100,00		Co.
Padana Assicurazioni SpA	San Donato Milanese	EUR	15.600.000	Sofid SpA Eni SpA	73,25 26,75	99,72	C.I.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese	EUR	5.160.000	Sofid SpA Soci terzi	49,00 51,00	48,81	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese	EUR	27.917.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid - SpA	Roma	EUR	85.537.498,800	Eni SpA Soci terzi	99,61 0,39	99,61	C.I.
Società Finanziaria Eni SpA - Enifin	San Donato Milanese	EUR	130.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Trading BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Coordination Center SA	Bruxelles (Belgio)	USD	1.975.036.000	Eni International BV Eni Trading BV	99,99 ()	100,00	C.I.
Eni Insurance Ltd	Dublino (Irlanda)	EUR	100.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Bank Ltd (8)	Nassau (Bahamas)	USD	50.000.000	Eni SpA Eni International BV	99,99 ()	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni-International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 ()	100,00	C.I.

 ^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
 (8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

IMPRESE COLLEGATE

Exploration & Production

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Şoçi	% Postesso	% Consolidata di pertinenza Eni Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agiba Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20,000	leoc Production BV Soci terzi	40,00 60,00	Co.
Al-Fayrouz Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci terzi	50,00 50,00	Co.
Ashrafi Island Petroleum Co (1)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci terzi	50,00 50,00	Co.
Cardón IV, SA (†)	Caracas (Venezuela)	VEB	10.000.000	Eni Venezuela BV Soci terzi	50,00 50,00	P.N.
Carson Development General Partnership (1)	Torrance (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas Inc Soci terzi	50,00 50,00	P.N.
Compañia Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	VEB	100.000	Eni Venezuela BV Soci terzi	26,00 74,00	Co.
East Delta Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci terzi	37,50 62,50	Co.
El Temsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci terzi	25,00 75,00	Co.
Eni Gas BV (f)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci terzi	50,00 50,00	Co.
Eni Oil Co Ltd (†)(11)	Nassau (Bahamas)	USD	5.000	Eni North Africa BV Soci terzi	50,00 50,00	Co.
Enirepsa Gas Ltd (1)	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	11.250.000	Eni Middle East BV Soci terzi	50,00 50,00	P.N.
Enstar Petroleum Ltd	Calgary (Canada)	CAD	0,100	Unimar Llc	100,00	
Geopromtrans Llc (†)	Mosca (Russa)	RUB	2.000.000	Eni Russia BV Soci terzi	50,00 50,00	P.N.
InAgip doo (†)	Zagabría (Croazia)	HRK	54.000	Eni Croatia BV Soci terzi	50,00 50,00	Co.
Karachaganak Marketing Services Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci terzi	38,00 62,00	P.N.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci terzi	32,50 67,50 PA	Cg.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci terzi	38,00	P.N.
Khaleej Petroleum Co Wil	Safat (Kuwait)	KWD	250.000	Eni Middle East Ltd Soci terzi	48.00	A RESERVE
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas Inc Soci terzi	32 60 1 A	37 8
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci terzi	25 00 75 00	- Jo.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci terzi	37 50 PHC 62 50	Co.
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci terzi	30,00 70,00	Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co (†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci terzi	50,00 50,00	Co.
Port Said Petroleum Co (t)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci terzi	50,00 50,00	Co.

 ^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
 (†) La società è a controllo congiunto.
 (11) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo sarà soggetto a tassazione in Italia salvo l'accoglimento dell'Istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

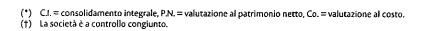
Denominazione	Sede -	Valuta	Capitale	Pos.	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (º)
Rami Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci terzi	22,50 77,50		Co.
Ras el Barr Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	il Cairo (Egitto)	EGP	20,000	leoc Production BV Soci terzi	37,50 62,50		Co.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA (†)	Tunisi (Tunisia)	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Sodeps - Société de Developpement et d'Exploitation du Permis du Sud SA	Tunisi (Tunisia)	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci terzi	49,50 50,50		Co.
Tecninco Engineering Contractors - Llp	Aksai (Kazakhstan)	KZT	10.100.000	Tecnomare SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Trans Anadolu Petrol Boru Hatti Sanayi Ve Ticaret AS (†)	Istanbul (Turchia)	TRL	50.000	Eni International BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Unimar Llc (1)	Houston (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas înc Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
United Gas Derivatives Co	Il Cairo (Egitto)	USD	387.000.000	Eni International BV Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
Virginia Indonesia Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		
Virginia International Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		
West Ashrafi Petroleum Co (†)	il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci terzi	50,00 50,00		Co.



 ^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
 (†) La società è a controllo congiunto.

Gas & Power

Denominazione	Sede	Valuta	Capítale	P S	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (')
ACAM Clienti SpA	La Spezia	EUR	7.106.500	Eni SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
ACAM Gas SpA	La Spezia	EUR	68.090,000	italgas SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Azienda Energia e Servizi Torino SpA (†)	Torino	EUR	110.500.000	Italgas SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Fiorentina Gas SpA	Firenze	EUR	3.000.000	Toscana Energia SpA	100,00		
Mariconsult SpA (†)	Milano	EUR	103.300	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Arcore SpA (†)	Arcore	EUR	175.000	Italgas SpA Soci terzi	50,00 50,00	*	P.N.
Metano Borgomanero SpA (†)	Borgomanero	EUR	250.000	Italgas SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Casalpusterlengo SpA (†)	Casalpusterlengo	EUR	100.000	Italgas SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Sant'Angelo Lodigiano SpA ^(†)	Sant'Angelo Lodigiano	EUR	200.000	Italgas SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Promgas SpA (†)	Milano	EUR	516.500	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Termica Miłazzo Srł	Milano	EUR	23.241.000	EniPower SpA Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Toscana Energia SpA (†)	Firenze	EUR	120.000.000	Italgas SpA Partecip. Ind. SpA Soci Terzi	27,10 21,62 51,28		P.N.
Toscana Gas SpA	Pisa	EUR	105.989.790	Toscana Energia SpA	100,00		
Transmed SpA (f)	Milano	EUR	240.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Umbria Distribuzione Gas SpA ^(†)	Terní	EUR	120.000	Italgas SpA Soci terzi	45,00 55,00		P.N.



Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	po s	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Blue Stream Pipeline Co BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Distribuidora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	160.457.190	Inv. Gas Centro SA Eni SpA Soci terzi	51,00 31,35 17,65		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (†)	Karlsruhe (Germania)	EUR	25.000	Eni International BV Soci terzi	50,00 50,00	·**	P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE (†) Larissa (Grecia)	EUR	78.459.200	Eni Hellas SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE ^(†)	Salonicco (Grecia)	EUR	307.850.000	Eni Hellas SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Gas Directo SA	Madrid (Spagna)	EUR	1.716.000	Unión Fenosa Gas SA Soci terzi	60,00 40,00		······································
Gasifica SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.200	Unión Fenosa Gas SA Soci terzi	90,00 10,00		
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	Stoccarda (Germania)	EUR	76.694.000	EnBW Eni Verw. mbH	100,00		
Gödöllöi Gázmérögyár Kft (in liquidazione)	Godollo (Ungheria)	HUF	57.600.000	Tigáz Zrt Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Infraestructuras de Gas SA	Madrid (Spagna)	EUR	340.000	Unión Fenosa Gas SA Soci terzi	85,00 15,00		
Inversora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	68.012.000	Eni SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Pacific Solar Pty Ltd	Sidney (Australia)	AUD	89.593.975,960	Eni Power SpA Soci terzi	22,77 77,23		P.N.
SAMCO Sagl (10)	Lugano (Svizzera)	CHF	20.000	Transmed. Pip. Co Ltd Eni International BV Soci terzi	90,00 5,00 5,00		Co.
SETGAS - Sociedade de Produção e Distribução de Gas SA	Setubal (Portogallo)	EUR	9.000.000	Eni SpA Soci terzi	21,87 78,13		P.N.
Spanish Egyptian Gas Co SAE	Damietta (Egitto)	USD	375.000.000	Unión Fenosa Gas SA Soci terzi	80,00 20,00		
Trans Austria Gasleitung GmbH (†)	Vienna (Austria)	EUR	72.672,830	Eni International BV Soci terzi	89,00 11,00		P.N.
Trans Europa Naturgas Pipeline Gesellschaft-mbH & Co. KG (†)	Essen (Germania)	EUR	7.669.378,220	Eni G&P GmbH Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Trans Europa Naturgas Pipeline Verwaltungs-GmbH (†)	Essen (Germania)	EUR	25.000	Eni G&P GmbH Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Transitgas AG (1) (10)	Zurigo (Svizzera)	CHF	100.000.000	Eni International BV Soci terzi	46,00 54,00		P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd (*) (*)	St. Helier (Channel Islands)	USD	10.310.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.340.240	Unión Fenosa Gas SA Soci terzi	99,99		
Unión Egnosa Gas Exploración y Producción SA	Madrid (Spagna)	EUR	60.110	Unión Fenosa Gas SA	100,00		
Unión Fenosa Gas SA (†)	Madrid (Spagna)	EUR	32.772,000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.

 ^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
 (◊) La società è a controllo congiunto ed è considerata controllata ai sensi dell'art. 2359, comma 1, n. 3 del codice civile.
 (†) La società è a controllo congiunto.
 (8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
 (10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Refining & Marketing

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	po _S	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (')
	·					
Arezzo Gas SpA (†)	Arezzo	EUR	394.000	AgipRete SpA Soci terzi	50,00 50,00	P.N.
BT Trasporti SpA	Ariccia	EUR	1.800.000	Praoil SpA Soci terzi	25,00 75,00	P.N.
CAM Petroli Srl (†)	Pero	EUR	8.670.000	AgipFuel SpA Soci terzi	50,00 50,00	P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo	EUR	6.642.928,320	Praoil SpA Soci terzi	34,93 65,07	P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napol	i Napoli	EUR	102.000	AgipRete SpA Soci terzî	. 25,00 75,00	Co.
Depositi Costieri Trieste SpA (†)	Trieste	EUR	1.560.000	Praoil SpA Soci terzi	50,00 50,00	P.N.
Disma SpA	Segrate	EUR	2.600.000	AgipRete SpA Soci terzi	25,00 75,00	P.N.
Fox Energy SpA (1)	Pesaro	EUR	20.000.000	AgipFuel SpA Soci terzi	50,00 50,00	P.N.
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	Pieve di Soligo	EUR	140.400	AgipFuel SpA Soci terzi	49,00 51,00	P.N.
HUB Srl	Fiumicino	EUR	4.248.000	AgipRete SpA Soci terzi	33,33 66,67	P.N.
Italoil Srl (in liquidazione)	Livorno	EUR	500.000	Praoil SpA Soci terzi	50,00 50,00	P.N.
Logipetrol SpA	Parma	EUR	2.260.000	Praoil SpA Soci terzi	25,00 75,00	P.N.
Omnispedia Service Srl	La Spezia	EUR	221.560	AgipRete SpA Soci terzi	20,00 80,00	P.N.
PAR Srl	Roma	EUR	900.000	AgipRete SpA Soci terzi	33,33 66,67	P.N.
PETRA SpA (†)	Ravenna	EUR	723.100	Praoil SpA Soci terzi	50,00 50,00	P.N.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	EUR	2.068.000	Praoil SpA Soci terzi	40,50 59,50	P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA (†)	Milazzo	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00	P.N.
SACCNE Rete Srl	Messina	EUR	2.200.000	AgipRete SpA Soci terzi	49,00 51,00 = 0 to	P.N.
Seastok SpA	Trieste	EUR	6.206.400	AgipRete SpA Soci terzi	33,00	P.N.
Seram SpA	Fiumicino	EUR	852.000	Eni SpA Soci terzi	29 00 X 7	G Co.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	EUR	103.000	Praoil SpA Soci terzi	1 500	o P.N.
Unipetrol SpA	Tortona	EUR	1.500.000	Praoil SpA Soci terzi	5.00	P.N.
Viscolube SpA	Pieve Fissiraga	EUR	10.200.000	AgipRete SpA Soci terzi	33,33 66,67	P.N.

^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo. (†) La società è a controllo congiunto.

							_
Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Pog	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
AET - Raffineriebeteiligungs- gesellschaft mbH	Schwedt (Germania)	EUR	27.000	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
Area di Servizio City Moesa SA (10)	San Vittore (Svizzera)	CHF	1.800.000	City Carburoil SA Soci terzi	58,00 42,00		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	Vohburg (Germania)	EUR	10.226.000	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH	Zirndorf (Germania)	EUR	308.300	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	24,81 75,19		P.N.
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH (†)	Buchenhain Baierbrunn (Germania)	EUR	80.000	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	50,00 50,00		P,N.
City Carburoil SA (†)(10)	Rivera (Svizzera)	CHF	6.000.000	Agip Suisse SA Soci terzi	49,91 50,09		P.N.
Galp Energia SGPS SA (#)	Lisbona (Portogallo)	EUR	829.250.635	Eni Portugal Inv. SpA Soci terzi	33,34 66,66		P.N.
Gilg & Schweiger Handelsgesellschaft mbH & Co KG (†	Pullach ⁾ (Germania)	EUR	26.000	Agip Deutsch, GmbH Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Italsing Petroleum Co Pte Ltd (†)(8)	Singapore (Singapore)	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	TND	1.000.000	Eni International BV Soci terzi	34,00 66,00		P.N.
Oléoduc du Rhône SA (10)	Valais (Svizzera)	CHF	7.000.000	Eni International BV Oléoduc du Rhône SA Soci terzi	48,93 ^(a) 0,06 51,01	-	P.N.
Omnia Gas Sagl (10)	Rivera (Svizzera)	CHF	21.000	City Carburoil SA	100,00		
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	68.067	Eni International BV Soci terzi	20,00 80,00	***	P.N.
Saraco SA (10)	Meyrin (Svizzera)	CHF	420.000	Agip Suisse SA Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA (†)	Jose - Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	12.086.744.845	Ecofuel SpA Soci terzi	34,51 65,49		P.N.
Super Octanos CA (1)	Jose - Puerto La Cruz (Venezuela)	VEB	4.240.000,000	Ecofuel SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	EUR	409.034	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	20,00 80,00		P.N.

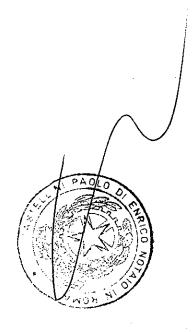


C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = Valucazione di periodici di accionato d (a) Quota di controllo: Eni International BV 48,96
. Soci terzi
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Petrolchimica

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	po _S	% 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.
Priolo Servizi Scarl	Melilli	EUR	10.000	Polimeri Europa SpA Syndiał SpA Soci terzi	35,70 5,00 59,30		P.N.



^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

Ingegneria e Costruzioni

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	p os	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (⁷⁾
ASG Scarl (Δ)	San Donato Milanese	EUR	50.864	Snamprogetti SpA Soci terzi	55,41 44,59		P.N.
Bormida 2005 Scarl	Cesena	EUR	10.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	45,00 55,00		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due (△)	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 ^(Δ)	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Consorzio U.S.G. (in liquidazione)	Parma	EUR	25.823	Saipem SpA Soci terzi	40,00 60,00		Co.
ITA - Consorzio Italiano per il Telerilevamento dell'Ambiente e dell'Agricoltura	Roma	EUR	12.394,950	Snamprogetti SpA Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Modena Scarl (Δ)	San Donato Milanese	EUR	400.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	59,33 40,67		P.N.
Rodano Consortile Scarl (a)	San Donato Milanese	EUR	250.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	53,57 46,43		P.N.
Rosbos Scrl (†) (in liquidazione)	Ravenna	EUR	10.400	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Rosfin Srl	Ravenna	EUR	9.649.200	Saipem SA Soci terzi	33,33 66,67		Co.
SP - TKP Fertilizer SrI (†)	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	50,00 50,00	<u>-</u>	P.N.
TSKJ Italia Srl	San Donato Milanese	EUR	50.000	Snamprogetti SpA Soci terzi	25,00 75,00		P.N.



 ^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
 (Δ) L'impresa è a controllo congiunto.
 (†) La società è a controllo congiunto.

ALL'ESTERO				7199	8 1 5		
Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	5 8	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni Metodo	di consolidamento o criterio di valutazione (°)
Africa Oil Services SA	Guyancourt (Francia)	EUR	37.500	Serv.Eq.Gaz.Petr. SA Soci terzi	44,88 55,12		P.N.
Ateliers Ferroviaires d'Artix SAS	Artix (Francia)	EUR	80.000	Carnom SA Soci terzi	49,48 50,52		Co.
Barber Moss Ship Management AS	(†) Lysaker (Norvegia)	NOK	1.000.000	Moss Maritime AS Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
BOS Shelf Ltd Society (†)	Baku (Azerbaijan)	AZM	10.000.000	Star Gulf Free Z. Co Soci terzi	50,00 50,00	71,00	P.N.
Charville - Consultores e Serviços, Lda ^(†)	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
CMS&A WII (*)	Doha (Qatar)	QAR	500.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Dalia Floater Angola Snc (1)	Parigi (Francia)	EUR		Entreprise N. M. SA Soci terzi	27,50 72,50		P.N.
Doris Engineering SA	Parigi (Francia)	EUR	3.571.440	Sofresid SA Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	Caracas (Venezuela)	VEB	9.667.827.216	Snamprog. Netherl. BV Fertiliz.N.Orien.SA Soci terzi	20,00 () 79,99	***************************************	P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA	Caracas (Venezuela)	VEB	286.549	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
FPSO Firenze Produção de Petròleo Lda ^(†)	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd (†)	Lagos (Nigeria)	NGN	15.000.000	FPSO Mystras Lda	100,00		
FPSO Mystras - Produção de Petròleo Lda ^(†)	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00	1	P.N.
Gaztransport et Technigaz SAS	S. Remy Les Chevreuse (Francia)	EUR	370.288	S.N. Technigaz SA Saipem SA Soci terzi	22,22 7,78 70,00	ŧ	P.N.
Guangdong Contractor Snc (†)	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Entreprise N. M. SA Soci terzi	60,00 40,00	F	P.N.
Haldor Topsøe AS (1)	Lyngby (Danimarca)	DKK	55.000.000	Snamprog. M.Serv. SA Soci terzi	50,00 50,00	F	P.N./
Haldor Topsøe Inc	Houston (USA)	USD	5.000.000	Haldor Topsøe AS	100,00	\sim	\mathcal{T}
Haldor Topsøe International AS	Lyngby (Danimarca)	DKK	500.000	Haldor Topsøe AS	100,00		
Kwanda Suporto Logistico Lda (10)	Luanda (Angola)	AOA	25.510.204	Delong H-ECMP Lda Soci terzi	49.00	PAPLOOP	.N.
Lipardiz - Construção de Estruturas Maritimas Lda (†)	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	30 00 50 00	WS A	<u></u>
LNG - Serviços e Gestao de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	25 00 5 75,00		Ñ. ≥
Mangrove Gas Netherlands BV (f)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	2.000.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	50,00 \$		7 .
Moss Mosvold II Management Lda (†)		EUR	5.000	Saipem SGPS SA Soci terzi	 _		.N.
Offshore Design Engineering Ltd (†)		GBP	100.000	Saipem SA Doris Engineering SA	50,00 50,00	P.	N.

 ^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
 (†) La società è a controllo congiunto.
 (10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

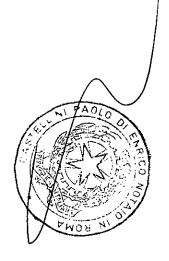
Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Şoçi	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
OOO Moss Krylov Maritime (1)	San Pietroburgo (Russia)	RUB	98.000	Moss Maritime AS Soci terzi	50,00 50,00	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	P.N.
PMS - Petrochemicals Maintenance Service GmbH	Leuna (Germania)	EUR	200.000	Camom GmbH Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
RPCO Enterprises Ltd (†)(8)	Nicosia (Cipro)	CYP	10.000	Snamprog. Netherl. B\ Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Saibos Akogep Snc (†)	Montigny le Bretonneu (Francia)	ix EUR	39.000	Saipem SA Soci terzi	70,00 30,00		P.N.
Salpar Drilling Co BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Aban Drilling Co Private Ltd ^(†)	Chennai (India)	INR	50.000.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Kharafi National MMO Fzco ^{(†) (8)}	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	600.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Triune Engineering Private Ltd ^(†)	New Delhi (India)	INR	200.000	Saipem Intern. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Servicios de Construcciónes Caucedo SA ^(†)	Santo Domingo (Rep. Dominicana)	DOP	100.000	Saipem SA Soci terzi	49,70 50,30		P.N.
Snc Saipem-Bouygues TP (†)(9)	Monaco (Principato di Monacc	EUR)	10.000	Saipem SA Soci terzi	70,00 30,00		P.N.
Société Algérienne de Construction Industrielle et Pétrolière	Algeri (Algeria)	DZD	5.000.000	Saipem SpA Soci terzi	49,00 51,00		Co.
Société Mixte Kazakhoil Bouygues Offshore Sarl ^(†)	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée (†)	Anjra (Marocco)	EUR	33.000	SAS Port de Tanger Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
Southern Gas Constructors Ltd (†)	Lagos (Nigeria)	NGN	10.000.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
SPF - TKP Omifpro Snc (†)	Parigi (Francia)	EUR	50.000	Snamprog, F. Sàrl Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Starstroi Llc (†)	Krasnodar (Russia)	RUB	7.699.490	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Starstroi-Security Lic	Krasnodar (Russia)	RUB	300.000	Starstroi Llc	100,00		
STTS Snc (†)	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem SA S.N.Technigaz SA Soci terzi	57,00 3,00 40,00		P.N.
Subcontinent Ammonia Investment Co ApS	Lyngby (Danimarca)	DKK	1.000.000	Haldor Topsøe AS	100,00		
Tohad Cameroon Maintenance BV	Schiedam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Saipem SA Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
T.C.P.I. Angola Tecnoprojecto Internacional SA (10)	Luanda (Angola)	AOA	9.000.000	Petromar Lda Soci terzi	35,00 65,00		P.N.
Technip-Zachry-Saipem Lng Lp (1)	Houston (USA)	USD	5.000	TZS Llc (NV) TZS Llc (TX)	99,00 1,00		
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA	Linda-A-Velha Concelho De Oeiras (Portogallo)	EUR	700.000	Saipem SA Soci terzi	42,50 57,50		P.N.
Topsøe Fuel Cell AS	Kongens Lyngby (Danimarca)	DKK	15.000.000	Haldor Topsøe AS	100,00		

^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(†) La società è a controllo congiunto.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

⁽¹⁰⁾ Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

71996-66	0
----------	---

				/ 0 0 -	• • •		_
Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	5	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (º)
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci terzi	25,00 75,00	,	P.N.
TSKJ - US Lic	Wilmington (USA)	USD	1.000	Snamprogetti Usa Inc Soci terzi	25,00 75,00	***	P.N.
TSS Dalia Snc (†)	Courbevoie (Francia)	EUR		Saipem SA Soci terzi	27,50 72,50		P.N.
TZS, Llc (NV) ^(t)	Reno (USA)	USD	10.000	Saipem America Inc Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
TZS, Llc (TX) ^(†)	San Antonio (USA)	USD	5.000	Saipem America Inc Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Upstream Constructors International Fzco (†X8)	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	600.000	Saibos Con. Mar. Lda Soci terzi	50,00 50,00	.	P.N.
ZAO Haidor Topsøe	Mosca (Russia)	RUB	3.500.000	Haldor Topsøe AS	100,00		-
02 Pearl Snc ^(†)	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00	, M. L.	P.N.



 ^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
 (†) La società è a controllo congiunto.
 (8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Altre attività

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(†)
Cengio Sviluppo ScpA	Genova	EUR	100.000	Syndiał SpA Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Consorzio Cosmes (in liquidazione)	Cittadella della Ricerca	EUR	51.645,690	Syndial SpA Soci terzi	48,50 51,50		Co.
Consorzio Gas Scanno	Giulianova	EUR	10.845,600	Syndial SpA Soci terzi	33,33 66,67		Co.
Consorzio Industriale Nazionale Superconduttori CINS (in liquidazione)	Roma	EUR	51.645,700	Syndial SpA Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Consorzio Palazzo Ducale (in liquidazione)	Genova	EUR	1.549.370,700	Syndial SpA Soci terzi	32,00 68,00		Co.
Consorzio Prometeo (în liquidazione)	Roma	EUR	154.500	Syndial SpA Soci terzi	26,60 73,40		Co.
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FILTENI SpA (in liquidazione)	Ferrandina	EUR	4.644.000	Syndial SpA Soci terzi	59,55 ^(a) 40,45		Co.
IFM Ferrara Scarl	Ferrara	EUR	5.270.000	Polimeri Europa SpA Syndial SpA S.E.F. Srl Soci terzi	18,67 11,58 10,70 59,05		P.N.
Manfredonia Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Foggia	EUR	255.000	Syndiał SpA Soci terzi	32,26 67,74		Co.
Ottana Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Nuoro	EUR	516.000	Syndial SpA Soci terzi	30,00 70,00		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Venezia	EUR	8.751.500	Syndial SpA Polimeri Europa SpA Soci terzi	29,57 28,63 41,80		P.N.
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl	Venezia	EUR	12.411.876	Syndial SpA Eni SpA Soci terzi	18,35 2,82 78,83		Co.



^(*) C.1. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.
(a) Quota di controllo: Syndial 48,00
Soci terzi 52,00

Corporate e società finanziarie

71996-662

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (°)
Venezia Tecnologie SpA	Venezia	EUR	150.000	Eni SpA Soci terzi	33,33 66,67		Co.



^(*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Thetis - Polo delle tecnologie del Mare (in liquidazione)	Venezia	EUR	74.886,048	Tecnomare SpA Soci terzi	20,00 80,00

Denominazion	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	VEB	100.000	Eni Venezuela BV Soci terzi	19,50 80,50
Bonny Gas Transport Ltd	Hamilton (Bermuda)	USD	1.000.000	Nigeria LNG ltd Eni Int. NA NV Sàrl Soci terzi	99,99 () ()
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci terzi	17,00 83,00
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth Western (Australia)	AUD	1.777.529.998	LNG Australia BV Soci terzi	12,04 87,96
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USD	1	Eni Oil & Gas Inc Soci terzi	17,50 82,50
Nigeria LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sårl Soci terzi	10,40 89,60
Norsea Pipeline Ltd	Woking Surrey (Regno Unito)	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci terzi	10,32 89,68
Point Fortin LNG Exports Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	USD	10.000	Eni T&T Ltd Soci terzi	17,31 82,69
Torsina Oil Co	Il Caîro (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci terzi	12,50 87,50

Gas & Power

7 1 9 9 6 -664

IN ITALIA

ē

Denominazio	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Agenzia Napoletana per l'Energia e per l'Ambiente	Napoli	EUR	472.558,060	Napoletana Gas SpA Soci terzi	11,48 88,52
Insula SpA	Venezia	EUR	2.064.000	Italgas SpA Soci terzi	12,00 88,00
Pubblitecnica SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	836.500	Italgas SpA Soci terzi	13,29 86,71

Lusitaniagas - Companhia di Gas do Centro SA	Aveiro (Portogallo)	EUR	20.500.000	Eni SpA Soci terzi	10,59 89,41
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	EUR	1.533.875,640	Eni G&P GmbH Soci terzi	13,04 86,96



Refining & Marketing

IN ITALIA

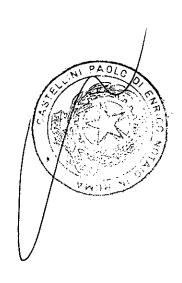
Denominazione	epes .	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio dei Servizi dell'Interporto di Parma	Bianconese Fontevivo	EUR	251.935	Ce. P.I.M. SpA Eni SpA Soci terzi	23,60 0,70 75,70
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA (*)	Roma	EUR	360.000.000	Eni SpA Soci terzi	72,48 27,52

BFS Berlin Fuelling Services GbR	Berlino (Germania)	EUR	478.614	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	12,50 87,50
Ceska Rafinerska AS	Litvinov (Repubblica Ceca)	CZK	9.348.240.000	Eni International BV Soci terzi	16,33 83,67
Compania de Economia Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	USD	1.021.532,520	Agip Ecuador SA Soci terzi	13,31 86,69
Dépot Pétrolier de Fos SA	Fos sur Mer (Francia)	EUR	3.954.489	Agip France Sarl Soci terzi	16,81 83,19
GIE Groupement Pétrolier de la Côte d'Azur Ltd	Puteaux (Francia)	EUR	7.500	Agip France Sarl Soci terzi	18,00 82,00
G.I.P. Groupement Immobiler Petrolier	Tremblay Les Gonesse (Francia)	EUR	12.800	Agip France Sarl Soci terzi	12,50 87,50
Hydranten-Betriebs-Gesellschaft, Flughafen Frankfurt/Main GbR	Francoforte sul Meno (Germania)	EUR	29.338.156	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	11,11 88,89
Lobee JV (in liquidazione)	Addis Abeba (Etiopia)	ETB	13.672.000	Eni International BV Soci terzi	12,25 87,75
Tanklager - GesellschaftTegel (TGT) Gesellschaftbuergerlichen Rechts	Berlino (Germania)	EUR	959.332	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	12,50 87,50
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	USD	4.298.000	Eni International BV Soci terzi	11,98 88,02
Turbo Fuel Service Berlin GbR	Amburgo (Germania)	EUR	843.080	Agip Deutsch. GmbH Soci terzi	12,50 87,50



^(*) La società è sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della legge n. 95 del 3 aprile 1979.

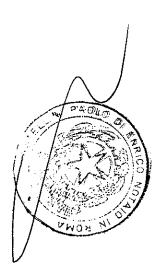
Ingegneria e Costruzioni			719	96-666	
IN ITALIA					
Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Consorzio Acquedotto Albania-Italia	Roma	EUR	619.743	Snamprogetti SpA Soci terzi	18,08 81,92



Altre attività

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	po oc	% Possesso
Consorzio Venezia Ricerche	Venezia	EUR	453.238	Syndial SpA Soci terzi	14,88 85,12
Società per la Promozione Industriale del Nord Sardegna cpA	Sassari	EUR	516.000	Syndial SpA Soci terzi	15,00 85,00

Corporate e società finanziarie			719	96-008	
IN ITALIA					
Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	S oci	% Possesso
Consorzio per l'Innovazione nella Gestione delle Imprese e della Pubblica Amministrazione	Milano	EUR	150.000	Eni Corporate U. SpA Soci terzi	10,67 89,33



VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATESI NELL'ESERCIZIO

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N.18)

Banque Eni SA	Bruxelles	Corporate e Società Finanziarie	Costituzione
CENMC Canada Inc	Montreal	Ingegneria e Costruzioni	Rilevanza
Eni India Ltd	Londra	Exploration & Production	Rilevanza
Eni Insurance Ltd	Dublino	Corporate e Società Finanziarie	Costituzione
Eni International Resources Ltd	Londra	Corporate e Società Finanziarie	Rilevanza
Eni Trinidad and Tobago Exploration BV	Port of Spain	Exploration & Production	Rilevanza
Eni USA Gas Marketing Llc	Wilmington	Exploration & Production	Rilevanza
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Rilevanza
North Caspian Service Co	Almaty	Ingegneria e Costruzioni	Acquisizione
OOO "EniNeftegaz"	Mosca	Exploration & Production	Rilevanza
Saipem Logistics Services Ltd	Lagos	Ingegneria e Costruzioni	Rilevanza
Saipem Misr for Petroleum Services SAE	Port Said	Ingegneria e Costruzioni	Costituzione
Saipem Projects SpA	San Donato Milanese	Ingegneria e Costruzioni	Costituzione
Siciliana Gas Clienti SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Costituzione
Siciliana Gas SpA	Palermo	Gas & Power	Acquisizione del Controllo
Siciliana Gas Vendite SpA	Palermo	Gas & Power	Acquisizione del Controllo
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	San Donato Milanese	Exploration & Production	Costituzione
Toscana Energia Clienti SpA	Pistoia	Gas & Power	Acquisizione del Controllo

IMPRESE ESCLUSE (N.20)

Agip Lubricants (Pty) Ltd	Woodmead	Refining & Marketing	Cessione
BOS Italia Srl (in liquidazione)	Milano	Ingegneria e Costruzioni	Liquidazione
Consorzio Saipem Energy International - Tecnomare (in liquidazione)	San Giuliano Milanese	Ingegneria e Costruzioni	Cancellazione
Eni Energy BV	Amsterdam	Exploration & Production	Cessione
Eni Gas Trading Europe BV (in liquidazione)	Amsterdam	Gas & Power	Cancellazione
Eni Guibsen Exploration BV (in liquidazione)	Amsterdam	Exploration & Production	Cancellazione
Eni MEP Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Irrilevanza
Eni Petroleum Exploration Co Inc	Wilmington	Exploration & Production	Fusione
EniPower Trading SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Fusione
EniTecnologie SpA	San Donato Milanese	Finanziario Italia	Fusione
Fiorentina Gas Clienti SpA	Firenze	Gas & Power	Fusione
Fiorentina Gas SpA	Firenze	Gas & Power	Cessione
ntermode Trasporti Logistica Integrata SpA	Genova	Refining & Marketing	Fusione
Polimeri Europa America Inc	Wilmington	Petrolchimica	Irrilevanza
Polimeri Europa Elastomères France SA in liquidazione)	Champagnier	Petrolchimica	Liquidazione
Pt Sofresid Engineering	Jakarta	Ingegneria e Costruzioni	Fusione
S.A.R.C.I.S Società Azionaria	Gela	Exploration & Production	Fusione
Ricerche Coltivazione Idrocarburi Sicilia SpA		·	
aibos Sas (in liquidazione)	Montigny le Bretonneux	Ingegneria e Costruzioni	Cancellazione
B Construction and Maritime Services BV in liquidazione)	Amsterdam	Ingegneria e Costruzioni	Cancellazione
ofid Sim - Società di Intermediazione Mobiliare SpA	Roma	Finanziario Italia	Cessione

Allegato alle Note del bilancio di esercizio

NOTIZIE SULLE IMPRESE CONTROLLATE, COLLEGATE E A CONTROLLO CONGIUNTO A PARTECIPAZIONE DIRETTA DI ENI SPA

■ Imprese controllate al 31 dicembre 2006

Acqua Campania SpA - Napoli

L'Assemblea dell'11 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 7.601.447 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 7.425.000 euro, pari a 1,50 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 176.447 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 757.350 euro in data 8 settembre 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 504.900 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 10,2% del capitale sociale di 4.950.000 euro.

Adriaplin doo - Lubiana (Slovenia)

L'Assemblea del 12 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 174.997.299 talleri sloveni e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire ai soci un dividendo di 23.952.100 talleri sloveni, portando a nuovo l'utile residuo di 142.295.335 talleri sloveni. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 12.215.571 talleri sloveni in data 27 dicembre 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di 1.583.550.000 talleri sloveni, pari al 51% del capitale sociale di 3.105.000.000 talleri sloveni.

Afi Hotels Ltd (in liquidazione) - Londra (Regno Unito)

Il bilancio intermedio di liquidazione al 30 settembre 2006 sottoposto all'Assemblea del 10 novembre 2006 chiude con la perdita di 43.900 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di 516,46 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.032.920 euro.

Agenzia Giornalistica Italia SpA - Roma

L'Assemblea del 13 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con la perdita di 4.901.487 euro e re ha deliberato la copertura mediante la riduzione integrale del capitale sociale di 4.080.000 euro, l'utilizzo di utili per satto intovo di 714.407 euro e della riserva legale di 63.408 euro e il versamento di 43.672 euro a copertura della perdita residua.

L'Assemblea ha altresì deliberato la contestuale ricostituzione del capitale di 4.000.000 euro mediante erbissione di 7.000.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro. In pari data Eni ha sottoscritto n. 4.000.000 azioni del valore nominale di 7.000.000 di euro e a copertura della perdita etc. della perdita di 4.000.000 di euro e acopertura della perdita di 4.000.000 euro, l'utili 200 della 7.12 euro e re ha deliberato la copertura mediante la riduzione integrale del capitale sociale di 4.000.000 euro, l'utili 200 della 7.12 euro e re ha deliberato altresì la contestuale ricostituzione del capitale sociale di 4.000.000 euro, l'utili 200 della 7.000.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro. In pari data Eni ha sottoscritto n. 4.000.000 azioni del valore nominale di 1 euro e ha versato, a completa liberazione delle stesse, la somma di 4.000.000 di euro e a copertura della perdita eccedente 109.238 euro. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è variata da n. 8.000.000 di azioni del valore nominale di 0,51 euro

AgipFuel SpA - Roma

L'Assemblea del 28 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 17.111.469 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva disponibile, di distribuire agli azionisti un dividendo di 17.108.448 euro, pari a 47,04 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 15 maggio 2006.

a n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 4.000.000 di euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 363.700 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 100% del capitale sociale di 3.637.000 euro.

AgipRete SpA - Roma

L'Assemblea del 28 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con la perdita di 2.067.738 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 15.480.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 15.480.000 euro.

Consorzio SET Sviluppo Elettrico Trecate (in liquidazione) - San Martino Trecate

L'Assemblea del 28 febbraio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con la perdita di 2.383.046 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo. In pari data, l'Assemblea ha deliberato all'unanimità lo scioglimento del consorzio e ha provveduto alla nomina dei liquidatori. L'iscrizione di tale delibera nel Registro delle Imprese è avvenuta in data 29 marzo 2006.

La partecipazione nel consorzio rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 5.500 quote del valore nominale di 516,45 euro, pari al 50% del fondo consortile di 5.680.950 euro.

Distribuidora de Gas Cuyana SA - Buenos Aires (Argentina)

L'Assemblea del 7 marzo 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 20.382.175 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 25.293.912 pesos argentini, pari a 0,125 pesos argentini per azione, utilizzando allo scopo parte degli utili portati a nuovo. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 1.730.104 pesos argentini nel periodo aprile-settembre 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 13.840.828 azioni del valore nominale di 1 peso argentino, pari al 6,84% del capitale sociale di 202.351.288 pesos argentini.

Ecofuel SpA - Milano

L'Assemblea del 27 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 60.887.483 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 69.000.000 euro, pari a 0,69 euro per azione, utilizzando allo scopo riserve disponibili. Eni ha incassato il dividendo in data 15 maggio 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 100.000.000 di azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 100% del capitale sociale di 52.000.000 di euro.

Energy Maintenance Services SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 20 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 6.987.880 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

In data 29 giugno 2006 Eni ha ceduto l'intera partecipazione posseduta, costituita da n. 4.510.107 azioni, rappresentative del 49,99999% del capitale sociale della società alla Saipem SpA per il corrispettivo di 13.750.000 euro.

Eni Corporaté University SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 19 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 1.023.405 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 960.000 euro, pari a 0,24 euro per azione, portando à nuovo l'utile residuo di 12.235 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 8 maggio 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 0,84 euro, pari al 100% del capitale sociale di 3.360.000 euro.

Eni East Africa SpA - San Donato Milanese

In data 18 gennaio 2006 è stata costituita la società Eni East Africa SpA, con un capitale sociale di 120.000 euro, rappresentato da n. 120.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro. La società ha per oggetto sociale l'esplorazione, la ricerca e la coltivazione di giacimenti di idrocarburi liquidi e gassosi, nonché l'acquisto e la cessione dei relativi permessi e concessioni. Eni ha versato la somma di 120.000 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 100% del capitale sociale.

L'Assemblea del 19 dicembre 2006 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 settembre 2006 che chiude con la perdita di 50.004 euro e ha deliberato di coprire la perdita mediante riduzione del capitale sociale di pari importo. L'Assemblea ha deliberato altresì la ricostituzione del capitale a 120.000 euro mediante emissione di n. 50.004 azioni del valore nominale di 1 euro. La stessa Assemblea ha inoltre deliberato l'aumento del capitale sociale di 80.000 euro mediante emissione di n. 80.000 azioni del valore nominale di 1 euro.

In pari data Eni ha sottoscritto n. 130.004 azioni del valore nominale di 1 euro e ha versato a totale liberazione delle stesse, la somma di 130.004 euro.

La partecipazione nella società è costituita al 31 dicembre 2006 da n. 200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 200.000 euro.

Enifin - Società Finanziaria Eni SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 28 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 64.085.139 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 60.840.000 euro, pari a 46,80 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 40.882 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 15 maggio 2006.

Il Consiglio di Amministrazione della società nell'adunanza dell'11 maggio 2006 e il Consiglio di Amministrazione di Eni nell'adunanza dell'11 maggio 2006 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione dell'Enifin SpA nell'Eni.

Il Consiglio di Amministrazione della società e dell'Eni in data 21 giugno 2006 hanno approvato la fusione per incorporazione di Enifin SpA in Eni, con effetto dal primo giorno del mese successivo la data di esecuzione delle iscrizioni dell'atto di fusione.

L'atto di fusione è stato stipulato in data 13 dicembre 2006 e l'ultima delle iscrizioni dell'atto è stata effettuata in data 2 gennaio 2007, pertanto le operazioni della società incorporanda saranno imputate al bilancio di Eni, anche ai fini fiscali, con decorrenza 1 gennaio 2007.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 1.300.000 azioni del valore nominale di 100 euro, pari al 100% del capitale sociale di 130.000.000 di euro.

Eni Gas & Power Deutschland SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 19 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 6.738.737 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 6.401.800 euro, pari a 1,15478 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 4 maggio 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 5.543.728 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 5.543.728 euro.

Eni Hellas SpA (ex Italgas Hellas SpA) - San Donato Milanese

L'Assemblea del 19 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 13.830 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 13.138 euro, pari a 0,000088175034 euro per azione. L'Assemblea ha deliberato altresì la modifica della denominazione sociale da Italgas Hellas SpA ad Eni Hellas SpA e il trasferimento della sede legale da Torino a San Donato Milanese. Eni ha incassato il dividendo in data 4 maggio 2006. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 149.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 149.000.000 di euro.

Eni Insurance Ltd – Dublino - (Irlanda)

In data 29 giugno 2006 è stata costituita la società Eni Insurance Limited, con un capitale sociale di 100,000 de di euro sappresentato da n. 100.000.000 di quote del valore nominale di 1 euro. La società ha per oggetto sociale l'esercizio delle assiguirazioni dei rischi industriali del gruppo nelle loro varie forme e combinazioni. In pari data, Eni ha versato la somma di 50.000 000 di euro, pari al 100% del capitale sociale.

La partecipazione nella società è costituita al 31 dicembre 2006 da n. 100.000.000 quote del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 100.000.000 di euro.

Eni International Bank Ltd - Nassau (Bahamas)

L'Assemblea del 20 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 4.483.139 dollari USA e ha deliberato di distribuire un dividendo di 4.400.000 dollari USA, portando a nuovo l'utile residuo di 83.139 dollari USA. Eni ha incassato il dividendo in data 22 maggio 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 499.990 azioni del valore nominale di 100 dollari USA, pari al 99,9980% del capitale sociale di 50.000.000 di dollari USA.

Eni International BV - Amsterdam (Paesi Bassi)

L'Assemblea del 18 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 5.272.781.000 dollari USA e ha deliberato di distribuire, in una o più tranche, un dividendo di 3.700.000.000 dollari USA, portando a nuovo l'utile residuo di 1.572.781.000 dollari USA. Eni ha incassato il dividendo di 3.700.000.000 dollari USA nel periodo maggio-novembre 2006. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 128.336.685 azioni del valorenominale di 5 euro, pari al 100% del capitale sociale di 641.683.425 euro.

Eni International Resources Ltd - Londra (Regno Unito)

L'Assemblea del 16 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 33.948 lire sterli ne ene ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 49.999 azioni del valore nominale di 1 lra sterlina, pari al 99,99800% del capitale sociale di 50.000 lire sterline.

Eni Investments Plc - Londra (Regno Unito)

L'Assemblea del 16 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 52.870.000 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

In data 30 novembre 2006, l'Assemblea ha deliberato la riduzione del capitale sociale da eseguirsi mediante annullamentodi n. 2.000.000.000 di azioni del valore nominale di 1 lira sterlina destinando la riduzione a copertura delle perdite pregresse per 455.066.932,73 lire sterline e a riserva disponibile per 1.544.933.067,27 lire sterline.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è variata da n. 2.750.050.000 azioni, pari al 99,9999% del capitale sociale a n. 750.049.999 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 99,9999% del capitale sociale di 750.050.000 lire sterline.

Eni Medio Oriente SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 21 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con la perdita di 79.463 euro ene ha del-berato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 824.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 824.000 euro.

Eni Mediterranea Idrocarburi SpA - Gela

L'Assemblea del 21 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 47.669.200 euro e ha delberato, previa copertura delle perdite di esercizi precedenti e l'accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 46.020.000 euro, pari a 8,85 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 539.273 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 24 maggio 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 5.200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, part al 100% del capitale sociale di 5.200.000 euro.

Eni Petroleum Co Inc - Wilmington (USA)

L'Assemblea del 12 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 154.178.000 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

Il Consiglio di Amministrazione della società e di Eni Petroleum Exploration Co Inc in data 16 febbraio 2006 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione di Eni Petroleum Exploration Co Inc in Eni Petroleum Co. Inc.

L'Assemblea della società e di Eni Petroleum Exploration Co. Inc in data 28 febbraio 2006 hanno approvato la fusione.

Per effetto della fusione, la società ha aumentato il capitale sociale da 100.000.000 di dollari USA a 156.600.000 di dollari USA mediante aumento del numero di azioni da n. 2.000 a 3.132 azioni del valore nominale di 50.000 dollari USA. In relazione alla fusione, Eni International BV ha ricevuto n. 1.132 azioni della società del valore nominale di 50.000 euro.

A seguito della fusione, la percentuale di partecipazione di Eni, ferme restando le 2.000 azioni del valore nominale di 50.000 dollari USA possedute, passa dal 100% del 31 dicembre 2005 al 63,86% del capitale sociale di 156.600.000 dollari USA.

Eni Portugal Investment SpA - Roma

L'Assemblea del 15 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 352.537.426 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, alla riserva ex art. 6 del D. Lgs. n. 38/2005 comma 2 e alla riserva disponibi-

71996 574

le, di distribuire agli azionisti un dividendo di 112.434.000 euro in ragione di 350 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 8 giugno 2006.

Il Consiglio di Amministrazione della società nell'adunanza del 13 aprile 2006 e il Consiglio di Amministrazione di Eni nell'adunanza del 21 giugno 2006 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione di Eni Portugal Investment SpA in Eni SpA. L'Assemblea della società nell'adunanza del 28 aprile 2006 ha deliberato la fusione per incorporazione della società in Eni. L'atto di fusione è stato stipulato in data 13 dicembre 2006 e l'ultima delle iscrizioni dell'atto è stata effettuata in data 2 gennaio 2007, pertanto le operazioni della società saranno imputate al bilancio in Eni, anche ai fini fiscali, con decorrenza 1° gennaio 2007. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 1.300.000 azioni del valore nominale di 100 euro, pari al 100% del capitale sociale di 130.000.000 euro.

EniPower SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 27 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 24.059.336 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 37.797.914 euro, pari a 0,04 euro per azione, utilizzando allo scopo la riserva facoltativa per 12.021.310 euro e parte della riserva da sovrapprezzo azioni per 2.920.235 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 19 maggio 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 944.947.849 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 944.947.849 euro.

EniTecnologie SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 3 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 887.772 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di 858.360 euro, pari a 30 euro per azione, utilizzando allo scopo riserve disponibili di 14.977 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 18 aprile 2006.

L'Assemblea del 3 aprile 2006 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 28.612.000 euro a 35.113.000 euro mediante emissione di n. 6.501 azioni del valore nominale di 1.000 euro ciascuna, con sovrapprezzo di 37,25 euro ciascuna, riservato alla Polimeri Europa SpA, da liberarsi mediante conferimento in natura.

Questa operazione ha altresì comportato la costituzione di una riserva da conferimento di 837,75 euro, pari alla differenza tra il valore del ramo conferito e l'importo dell'aumento del capitale e del sovraprezzo azionario. In esecuzione della suddetta delibera, in data 26 aprile 2006 la Polimeri Europa SpA ha sottoscritto l'aumento del capitale sociale mediante la stipula dell'atto di conferimento del ramo d'azienda Centro di Ricerche di Novara "Istituto Guido Donegani".

In data 11 maggio 2006, Eni ha acquisito dalla Polimeri Europa SpA n. 6.501 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari a 18,51% del capitale sociale, al prezzo di 6.744.000 euro, pari a 1.037,38 euro per azione.

Il Consiglio di Amministrazione della società nell'adunanza del 3 aprile 2006, l'Assemblea della società nell'adunanza del 28 aprile 2006 e il Consiglio di Amministrazione di Eni nell'adunanza dell'11 maggio 2006 hanno deliberato la fusione per la corporazione di EniTecnologie SpA in Eni SpA. Con atto di fusione stipulato in data 17 luglio 2006, la società è stata incorporata da EniSpA con efficacia giuridica 1° agosto 2006 e con retrodatazione degli effetti contabili e fiscali dal 1° gennaio 2006.

Eni Timor Leste SpA - San Donato Milanese

In data 14 giugno 2006 è stata costituita la società Eni Timor Leste SpA, con un capitale sociale di 120.000 euro (appresentato da n. 120.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro. La società ha per oggetto sociale l'esplorazione, la ricerca e la coltivazione di giacimenti di idrocarburi liquidi e gassosi, nonché l'acquisto e la cessione dei relativi permessi e concessioni Enitra versato la somma di 120.000 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 100% del capitale sociale.

L'Assemblea del 19 dicembre 2006 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 settembre 2006 che chiude con la perdita di 19.610 euro e ha deliberato di coprire la perdita mediante riduzione del capitale sociale di pari importo. L'Assemblea ha deliberato altresì la ricostituzione del capitale a 120.000 euro mediante emissione di n. 19.610 azioni del valore nominale di 1 euro. La stessa Assemblea ha inoltre deliberato l'aumento del capitale sociale di 80.000 euro mediante emissione di n. 80.000 azioni del valore nominale di 1 euro.

In pari data Eni ha sottoscritto n. 99.610 azioni del valore nominale di 1 euro e ha versato a totale liberazione delle stesse, la somma di 99.610 euro.

La partecipazione nella società è costituita al 31 dicembre 2006 da n. 200.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 200.000 euro.

EniServizi SpA (ex - Sieco SpA) - San Donato Milanese

L'Assemblea del 21 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 1.436.576 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva utili netti su cambi ai sensi dell'art. 2426, comma 8 bis del codice civile, di distribuire un dividendo di 1.301.107 euro, pari a 0,50 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 36.166 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 5 maggio 2006.

L'Assemblea ha altresì deliberato la modifica della denominazione sociale da Sieco SpA a EniServizi SpA.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 2.602.213 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 100% del capitale sociale di 13.427.419,080 euro.

Fiorentina Gas Clienti SpA - Firenze

L'Assemblea del 20 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 6.824.472 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 5.000.000 di euro, pari a 0,83333 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 1.483.248 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 13 giugno 2006.

Il Consiglio di Amministrazione della società nell'adunanza del 6 giugno 2006 e il Consiglio di Amministrazione della Toscana Gas Clienti SpA nell'adunanza del 5 giugno 2006 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione della Fiorentina Gas Clienti SpA nella Toscana Gas Clienti SpA.

L'Assemblea della società e della Toscana Gas Clienti SpA in data 28 giugno 2006 hanno deliberato la fusione per incorporazione della Fiorentina Gas Clienti SpA nella Toscana Gas Clienti SpA.

Con atto di fusione stipulato in data 29 settembre 2006, la società è stata incorporata dalla Toscana Gas Clienti SpA con efficacia giuridica 6 ottobre 2006 e con retrodatazione degli effetti contabili e fiscali 1° gennaio 2006.

Hotel Assets Ltd - Londra (Regno Unito)

Il Consiglio di Amministrazione del 24 marzo 2006 ha approvato il bilancio al 30 settembre 2005 che chiude con l'utile di 98.165 lire sterline e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 44.005.000 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 100% del capitale sociale di 44.005.000 lire sterline.

leoc SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 21 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 3.699 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 25.000 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 100% del capitale sociale di 25.000.000 euro.

Immobiliare Est-SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 10 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con la perdita di 253.580 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 500.000 azioni del valore nominale di 51,64 euro, pari al 100% del capitale sociale di 25.820.000 euro.

Inversora de Gas Cuyana SA - Buenos Aires (Argentina)

L'Assemblea del 7 marzo 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 10.214.902 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 12.662.532 pesos argentini, pari a 2,11 pesos argentini per azione, utilizzando allo scopo parte degli utili portati a nuovo. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 9.623.524 pesos argentini nel periodo aprile-settembre 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 4.560.912 azioni del valore nominale di 10 pesos argentini, pari al 76% del capitale sociale di 60.012.000 pesos argentini.

Italiana Petroli SpA - Genova

In data 2 agosto 2006 Eni ha incassato 5.211.871 euro a titolo di conguaglio prezzo, incluso interessi, da api-anonima petroli italiana SpA a fronte della cessione di n. 51.071.053 azioni, rappresentative del 100% del capitale sociale della Italiana Petroli SpA (IP), avvenuta in data 6 settembre 2005 per il corrispettivo di 190.000.000 euro.

LNG Shipping SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 13 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 44.417.612 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 240.900.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 240.900.000 euro.

Padana Assicurazioni SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 21 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 36.106.806 euro e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 8.025.000 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 26,75% del capitale sociale di 15.600.000 euro.

Polimeri Europa SpA - Brindisi

L'Assemblea del 28 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 113.314.725 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di imputare l'utile residuo di 107.648.989 euro a parziale copertura delle perdite degli esercizi precedenti.

L'Assemblea del 19 giugno 2006 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 1.465.000.000 euro a 1.478.400.000 euro mediante emissione di n. 13.400.000 azioni del valore nominale di 1 euro ciascuna, riservate alla Syndial SpA, da liberarsi mediante conferimento in natura. In esecuzione della suddetta delibera, in data 29 giugno 2006 la Syndial SpA ha sottoscritto l'aumento del capitale sociale mediante la stipula dell'atto di conferimento del ramo di azienda "Centrale termoelettrica (CTE) e reti elettriche/vapore di distribuzione di Porto Marghera".

In data 18 luglio 2006, Eni ha acquisito dalla Syndial SpA n. 13.400.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari allo 0,90639% del capitale sociale, al prezzo di 13.400.000 euro.

L'Assemblea del 12 dicembre 2006 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 1.478.400.000 euro a 1.553.400.000 euro mediante emissione di n. 75.000.000 di azioni del valore nominale di 1 euro ciascuna, riservate alla Syndial SpA, da liberarsi mediante conferimento in natura. In esecuzione della suddetta delibera, in data 19 dicembre 2006 la Syndial SpA ha sottoscritto l'aumento del capitale sociale mediante la stipula dell'atto di conferimento del ramo di azienda "Impianti produttivi, utilities e servizi dello stabilimento di Porto Torres" con efficacia giuridica 1° gennaio 2007.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è variata da n. 1.465.000.000 di azioni ordinarie a n. 1.478.400.000 del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.478.400.000 euro.

Praoil Oleodotti Italiani SpA - Genova

L'Assemblea del 26 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 9.768.838 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva disponibile, di distribuire agli azionisti un dividendo di 6.306.105,71 euro, pari a 0,085 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 16 maggio 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 74.189.479 azion 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 74.189.479 euro.

Raffineria di Gela SpA - Gela

L'Assemblea del 19 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con la perdita deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 178.885 azioni del calore pominale di 516 euro, pari al 100% del capitale sociale di 92.304.660 euro.

Saipem SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 28 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 124.488.232,52 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva utili netti su cambi ai sensi dell'art. 2426, comma 8 bis del codice civile, di distribuire un dividendo di 0,19 euro alle azioni ordinarie e di 0,22 euro alle azioni di risparmio, pari complessivamente a 82.399.043 euro, portando a nuovo l'utile residuo di 31.007.802 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 35.990.428 euro in data 25 maggio 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 189.423.307 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, pari al 42,91315% del capitale sociale di 441.410.900 euro.

nale di

Servizi Aerei SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 18 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 414.771 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 27.917.238 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 27.917.238 euro.

Servizi Fondo Bombole Metano SpA - Roma

L'Assemblea del 21 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 30.310 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 4.000.000 di azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 100% del capitale sociale di 2.080.000 euro.

Siciliana Gas Clienti SpA - San Donato Milanese

In data 12 ottobre 2006 è stata costituita la società Siciliana Gas Clienti SpA, con un capitale sociale di 123.960 euro, rappresentato da n. 2.400 azioni del valore nominale di 51,65 euro. La società ha per oggetto sociale l'esercizio d'attività di vendita di gas di qualsiasi specie in tutte le sue applicazioni. Eni ha versato la somma di 123.960 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 100% del capitale sociale.

Il Consiglio di Amministrazione della società e della Siciliana Gas SpA hanno deliberato in data 18 ottobre 2006 la proposta di scissione parziale della Siciliana Gas SpA a favore della Siciliana Gas Clienti SpA. La proposta è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione della società e della Siciliana Gas SpA in data 31 ottobre 2006.

La società è beneficiaria della scissione parziale della Siciliana Gas SpA; l'atto di scissione è stato stipulato in data 13 novembre 2006, con efficacia giuridica dal 20 novembre 2006.

Per effetto della scissione, la società ha aumentato il capitale sociale da 123.960 euro a 1.147.869,6 euro, mediante emissione di n. 19.824 azioni del valore nominale di 51,65 euro. In relazione alla scissione, Eni ha ricevuto n. 19.824 azioni della società del valore nominale di 51,65 euro.

La partecipazione nella società è costituita da n. 22.224 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.147.869,6 euro.

Snam Rete Gas SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 27 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 516.135.032 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 327.702.795 euro, pari a 0,17 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 188.340.997 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 166.403.322 euro in data 25 maggio 2006.

In attuazione dei piani di stock option e di stock grant sono state emesse complessivamente n. 190.900 azioni del valore nominale di 1 euro; in relazione a ciò il capitale sociale ammonta a 1.955.957.600 euro.

A seguito dell'aumento del capitale sociale, la percentuale di partecipazione dell'Eni, ferme restando le n. 978.843.070 azioni del valore nominale di 1 euro possedute, passa dal 50,04907% del 31 dicembre 2005 al 50,04419%.

Snamprogetti SpA - San Donato Milanese

In data 27 marzo 2006, Eni ha ceduto l'intera partecipazione posseduta, pari al 100% del capitale sociale, alla Saipem Project SpA per il corrispettivo di 680.000.000 di euro.

Società Italiana per il Gas pA - Torino

L'Assemblea del 12 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 237.727.822 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di uguale importo, pari a 0,99 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 27 aprile 2006.

L'Assemblea straordinaria del 19 dicembre 2006 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 239.844.822 euro a 252.263.314 euro mediante emissione di n. 12.418.492 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro, con un sovrapprezzo complessivo di 107.613.105 euro, da liberarsi mediante conferimento da parte di Eni di n. 656.412 azioni del valore nominale di 51,65 euro della Siciliana Gas SpA, pari al 100% del capitale sociale della stessa. In esecuzione della delibera, in data 22 dicembre 2006 è stato sti-

pulato il relativo atto di conferimento, con efficacia giuridica 22 dicembre 2006. In data 3 gennaio 2007 è avvenuta la registrazione di aumento del capitale sociale presso il Registro delle Imprese.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è variata da n. 239.844.822 azioni del valore nominale di 1 euro a n. 252.263.314 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 252.263.314 euro.

Società Oleodotti Meridionali SpA - San Donato Milanese

In data 10 novembre 2006 è stata costituita la società Società Oleodotti Meridionali SpA, con un capitale sociale di 120.000 euro, rappresentato da n. 120.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro.

La società ha per oggetto la costruzione, l'acquisto e l'esercizio di impianti di trasporto, stoccaggio e caricamento di idrocarburi ed ogni altra attività industriale e commerciale, direttamente o indirettamente connessa. Eni ha versato la somma di 84.000 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte, pari al 70% del capitale sociale.

In data 11 dicembre 2006, l'Assemblea ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 120.000 euro a 3.085.000 euro mediante emissione di n. 2.965.000 azioni del valore nominale di 1 euro, con un sovrapprezzo complessivo di 56.335.000 euro, da liberarsi mediante conferimento da parte di Eni dell'oleodotto Viggiano-Taranto del valore di 59.300.000 euro. In esecuzione della delibera, in pari data è stato stipulato il relativo atto di conferimento, con efficacia giuridica 11 dicembre 2006.

In data 21 dicembre 2006, Eni ha ceduto a Shell Italia E&P SpA n. 889.500 azioni del valore nominale di 1 euro, rappresentative del 28,833% del capitale sociale, per un corrispettivo di 17.790.000 euro.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2006 è costituita da n. 2.159.500 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 70% del capitale di 3.085.000 euro.

Società Petrolifera Italiana SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 27 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 1.394.000 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 730.400 euro, pari a 0,01 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 663.600 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 730.138 euro in data 22 maggio 2006.

In data 22 maggio 2006, l'Assemblea ha approvato la distribuzione di un dividendo straordinario di 0,23 euro per azione per complessivi 16.799.200 euro, mediante l'utilizzo delle riserve di rivalutazione ex legge n. 342/2000, altre riserve e utili portati a nuovo Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 16.793.173 euro in data 14 settembre 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 73.013.797 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 99,96413% del capitale sociale di 37.980.800 euro.

Sofid - Società Finanziamenti Idrocarburi SpA - Roma

L'Assemblea del 21 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 22.894.063 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 21.384.375 euro, pari a 0,13 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 364.985 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 21.301.398 euro in data 8 maggio 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 163.856.908 azioni del valore nominale di 0,52 euro, pari al 99,61198% del capitale sociale di 85.537.498,8 euro.

Stoccaggi Gas Italia SpA - San Donato Milanese

L'Assemblea del 28 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 121. 124.854 euro berato di distribuire agli azionisti un dividendo di 120.242.345 euro, pari a 0,79 euro per azione, portando a nuovo l'uti di 882.509 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 15 maggio 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 152.205.500 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 100% del capitale sociale di 152.205.500 euro.

Syndial SpA - Attività diversificate - San Donato Milanese

In data 6 marzo 2006 Eni ha sottoscritto n. 882 azioni, del valore nominale di 1,71 euro, rimaste inoptate a fronte dell'aumento del capitale sociale deliberato dall'Assemblea il 21 dicembre 2005 e in data 10 marzo 2006 ha versato la somma di 1.508 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte.

In data 26 aprile 2006 Eni ha versato la somma di 298.346.661 euro a totale liberazione delle azioni sottoscritte il 21 dicembre 2005 a fronte dell'aumento del capitale sociale a 397.798.804 euro deliberato dall'Assemblea il 21 dicembre 2005.

L'Assemblea del 28 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con la perdita di 883.409.644 euro che residua in 296.180.455 euro dopo la copertura della perdita di 587.229.189 euro deliberata dall'Assemblea del 21 dicembre 2005 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 30 settembre 2005, e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

L'Assemblea del 19 dicembre 2006 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 settembre 2006 che chiude con la perdita di 561.368.262 euro che sommata alla perdita residua dell'esercizio precedente e rettificata degli effetti dell'applicazione dei principi contabili internazionali per 187.764.415 euro determina una perdita complessiva di 749.132.677 euro e ha deliberato di coprire dette perdite cumulate di 749.132.677 euro mediante utilizzo di riserve disponibili per 21.135.710 euro e l'integrale riduzione del capitale sociale da eseguirsi mediante annullamento di n. 397.798.804 azioni del valore nominale di 1 euro. L'Assemblea ha deliberato altresì la ricostituzione del capitale sociale a 728.369.610 euro mediante emissione di n. 397.798.804 azioni del valore nominale di 1,831 euro. La stessa Assemblea ha deliberato inoltre la riduzione del capitale sociale da 728.369.610 euro a 397.798.804 euro da eseguirsi mediante riduzione del valore nominale da 1,831 euro a 1 euro attribuendo la differenza di 330.570.806 euro a copertura della perdita residua per 330.198.163 euro e per 372.643 euro a riserva indisponibile. L'Assemblea ha infine deliberato l'aumento del capitale sociale di 198.899.402 euro mediante emissione di n. 198.899.402 azioni del valore nominale di 1 euro da offrire in opzione agli azionisti, al prezzo pari al valore nominale, in ragione di una azione di nuova emissione ogni due possedute.

In pari data Eni ha sottoscritto n. 397.796.430 azioni del valore nominale di 1,831 euro e ha versato a totale liberazione delle stesse, la somma di 728.365.263,33 euro. Eni ha altresì sottoscritto n. 198.898.215 azioni del valore nominale di 1 euro e ha versato a totale liberazione delle stesse, la somma di 198.898.215 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è variata da n. 397.795.548 azioni a n. 596.694.645 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 99,9994% del capitale sociale di 596.698.206 euro.

Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA - Venezia

L'Assemblea del 30 marzo 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 11.383.498,94 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva utili netti su cambi ai sensi dell'art. 2426, comma 8 bis del codice civile, di distribuire un dividendo di 2.064.000 euro, pari a 5,16 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 9.310.698,85 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 1.135.200 euro in data 14 aprile 2006.

In data 9 marzo 2006, Eni ha acquisito il 5% del capitale sociale della Tecnomare da Nuova Breda Fucine SpA, pari a n. 20.000 azioni, per un prezzo complessivo di 2.500.000 euro, pari a 125 euro per azione.

In data 18 maggio 2006, Eni ha acquisito il 10% del capitale sociale della Tecnomare da Micoperi SpA, pari a n. 40.000 azioni, per un prezzo complessivo di 5.000.000 euro, pari a 125 euro per azione.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è variata da n. 200.000 azioni, pari al 50% del capitale sociale a n. 260.000 azioni del valore nominale di 5,16 euro, pari al 65% del capitale sociale di 2.064.000 euro.

TIGÁZ Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörûen Mûködő Részvénytársaság - Hajduszoboszlo (Ungheria)

L'Assemblea del 29 marzo 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 3.279.028.707 fiorini ungheresi e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 1.632.000.000 di fiorini ungheresi, pari a 96 fiorini ungheresi, per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 1.647.028.707 fiorini ungheresi. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 816.000.000 di fiorini ungheresi in data 24 agosto 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 8.500.000 azioni del valore nominale di 1.000 fiorini ungheresi, pari al 50% del capitale sociale di 17.000.000.000 di fiorini ungheresi.

Toscana Energia Clienti SpA (ex Toscana Gas Clienti SpA) - Pistoia

A seguito della fusione per incorporazione della Fiorentina Gas Clienti SpA nella Toscana Gas Clienti SpA avvenuta in data 29 settembre 2006 con efficacia giuridica 6 ottobre 2006, Eni ha acquisito n. 33.789.951 azioni del valore nominale di 0,13 euro, pari al 61,44978% del capitale sociale di 7.148.428,17 euro.

L'Assemblea del 28 giugno 2006 ha deliberato la modifica della denominazione sociale da Toscana Gas Clienti SpA a Toscana Energia Clienti SpA con effetto dal momento di efficacia della fusione.

La partecipazione nella società è costituita al 31 dicembre 2006 da n. 33.789.951 azioni del valore nominale di 0,13 euro, pari al 61,44978% del capitale sociale di 7.148.428,17 euro.

Trans Tunisian Pipeline Company Ltd - St. Helier (Channel Islands) - Sede Amministrativa San Donato Milanese

L'Assemblea del 16 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 35.476.373 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva utili netti su cambi ai sensi dell'art. 2426, comma 8 bis del codice civile, di distribuire agli azionisti un dividendo di 33.909.534 euro, pari a 308,83 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 649 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 1° giugno 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 109.800 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 100% del capitale sociale di 1.098.000 euro.



■ Imprese collegate e a controllo congiunto al 31 dicembre 2006

Acam Clienti SpA - La Spezia

L'Assemblea del 26 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 511.688 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, alla riserva statutaria e alla riserva straordinaria, di distribuire agli azionisti un dividendo di 198.982 euro, pari a 0,28 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 97.501 euro in data 19 settembre 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 348.218 azioni del valore nominale di 10 euro, pari al 49% del capitale sociale di 7.106.500 euro.

Distribuidora de Gas del Centro SA - Buenos Aires (Argentina)

L'Assemblea del 4 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 31.285.334 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e utilizzando parte della riserva facoltativa, di distribuire agli azionisti un dividendo di 38.509.725 pesos argentini, pari a 0,24 pesos argentini per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 12.072.799 pesos argentini nel periodo aprile-settembre 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 50.303.329 azioni del valore nominale di 1 peso argentino, pari al 31,35% del capitale sociale di 160.457.190 pesos argentini.

Inversora de Gas del Centro SA - Buenos Aires (Argentina)

L'Assemblea del 4 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 15.646.677 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e utilizzando parte della riserva facoltativa, di distribuire agli azionisti un dividendo di 19.200.000 pesos argentini, pari a 2,823 pesos argentini per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 4.800.000 pesos argentini nel periodo aprile-settembre 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 1.700.300 azioni del valore nominale di 10 pesos argentini, pari al 25% del capitale sociale di 68.012.000 pesos argentini.

Mariconsult SpA - Milano

L'Assemblea del 21 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 18.749 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo dell'utile residuo di 17.812 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 1.000 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 50% del capitale sociale di 103.300 euro.

Promgas SpA - Milano

L'Assemblea del 27 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 678.092 euro e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 678.000 euro, pari a 67,8 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 339.000 euro in data 12 maggio 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 5.000 azioni del valore nominale di 51,65 euro, pari al 50% del capitale sociale di 516.500 euro.

Raffineria di Milazzo ScpA - Milazzo

L'Assemblea del 28 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude in pareggio.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 175.000 azioni del valore nominale di 488,98 euro, pari al 50% del capitale sociale di 171.143,000 euro.

Seram SpA - Fiumicino

L'Assemblea del 18 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 99.184 euro e ne ha deliberato l'attribuzione alla riserva legale e alla riserva straordinaria.

L'Assemblea del 16 gennaio 2006 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 312.000 euro a 852.000 euro mediante utilizzo di riserve disponibili e con modifica del valore nominale delle azioni da 52 euro a 142 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è variata da n. 1.500 azioni del valore nominale di 52 euro a n. 1.500 azioni del valore nominale di 142 euro, pari al 25% del capitale sociale di 852.000 euro.

Setgas SA - Setubal (Portogallo)

L'Assemblea del 23 marzo 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 4.089.887 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, alla riserva statutaria ed a copertura delle perdite pregresse, il riporto a nuovo dell'utile residuo di 3.211.541 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 393.675 azioni del valore nominale di 5 euro, pari al 21,87083% del capitale sociale di 9.000.000 di euro.

Siciliana Gas SpA - Palermo

In data 8 maggio 2006 Eni ha acquistato da E.S.P.I. (Ente Siciliano per la Promozione Industriale in liquidazione) n. 338.118 azioni ordinarie del valore nominale di 51,65 euro, pari al 50% del capitale sociale di 34.927.589 euro per il corrispettivo di 97.999.983,25 euro.

L'Assemblea dell'11 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 12.822.817 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 7.235.725 euro, pari a 10,7 euro per azione, portando a nuovo l'utile residuo di 4.945.951 euro. Eni ha incassato il dividendo in data 22 giugno 2006.

Il Consiglio di Amministrazione della società e della Siciliana Gas Clienti SpA hanno deliberato in data 18 ottobre 2006 la proposta di scissione parziale della Siciliana Gas SpA a favore della Siciliana Gas Clienti SpA. La proposta è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione della società e della Siciliana Gas Clienti SpA in data 31 ottobre 2006.

Con atto di scissione stipulato in data 13 novembre 2006, con efficacia giuridica dal 20 novembre 2006, la Siciliana Gas SpA ha trasferito alla beneficiaria Siciliana Gas Clienti SpA la partecipazione in Siciliana Gas Vendite SpA.

A seguito della scissione, il capitale sociale è stato ridotto da 34.927.589 euro a 33.903.680 euro mediante annullamento di n. 19.824 azioni del valore nominale di 51,65 euro.

Con atto del 22 dicembre 2006, Eni ha conferito la partecipazione in Siciliana Gas SpA, costituita da n. 656.412 azioni del valore nominale di 51,65 euro oltre un sovrapprezzo azioni di 107.613.105 euro, alla Società Italiana per il Gas SpA.

Siciliana Gas Vendite SpA - Palermo

In data 8 maggio 2006 Eni ha acquistato da E.S.P.I. (Ente Siciliano per la Promozione Industriale in liquidazione) n. 1 azione ordinaria del valore nominale di 10 euro, pari allo 0,0002% del capitale sociale di 5.100.000 euro per il corrispettivo di 16,75 euro. L'Assemblea dell'11 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 2.832.031 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 3.141.600 euro, pari a 6,16 euro per azione, utilizzando allo scopo parte degli utili pregressi per 451.170 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 12,32 euro in data 22 giugno 2006.

In data 18 ottobre Eni ha ceduto la propria partecipazione di n. 2 azioni del valore nominale di 10 euro, pari allo 0,0004% del capitale sociale, alla Siciliana Gas Clienti SpA, per il corrispettivo di 33,50 euro.

Transmed SpA - Milano

L'Assemblea del 21 aprile 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con la perdita di 10 224 euro e ha del berato di coprire la perdita mediante riduzione del capitale sociale di pari importo e la contestuale ricostituzione del capital sociale a 120.000 euro. La stessa Assemblea ha deliberato altresì l'aumento del capitale sociale da 120.000 euro à 240.000 euro mediante l'emissione di n. 120.000 azioni del valore nominale di 1 euro.

Eni ha versato la somma di 5.114 euro per la ricostituzione del capitale sociale, ha sottoscritto n. 60.000 azioni del valore n nale di 1 euro e ha versato, a completa liberazione delle stesse, la somma di 60.000 euro.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è variata da n. 60.000 azioni del valore dominale di 1 euro, a n. 120.000 azioni del valore nominale di 1 euro, pari al 50% del capitale sociale di 240.000 euro.

Transmediterranean Pipeline Company Ltd - St. Helier (Channel Islands)

L'Assemblea del 27 luglio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 40.999.061 dollari USA e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 41.240.000 dollari USA, pari a 40 dollari USA per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo per 240.939 dollari USA. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 20.620.000 dollari USA in data 31 luglio 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 515.500 azioni del valore nominale di 10 dollari USA, pari al 50% del capitale sociale di 10.310.000 dollari USA.

Unión Fenosa Gas SA - Madrid (Spagna)

L'Assemblea del 30 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 107.092.132 euro e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, alla riserva facoltativa ed alla copertura delle perdite portate a nuovo, di distribuire agli azionisti un dividendo di 56.531.700 euro, pari a 103,5 euro per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 28.265.850 euro in data 15 giugno 2006.

Il Consiglio di Amministrazione della società nell'adunanza del 3 novembre 2006 ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo dell'esercizio 2006 di 365 euro per azione, per complessivi 199.363.000 euro. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 99.681.500 euro in data 21 novembre 2006.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in n. 273.100 azioni del valore nominale di 60 euro, pari al 50% del capitale sociale di 32.772.000 euro.

Vega Parco Scientifico e Tecnologico di Venezia Scarl – Venezia

L'Assemblea del 19 maggio 2006 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2005 che chiude con l'utile di 38.141 euro e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2005 è rimasta immutata in 1 quota del valore nominale di 349.440 euro, pari al 2,81537% del capitale sociale di 12.411.876 euro.

Venezia Tecnologie SpA - Porto Marghera - Venezia

A seguito della fusione per incorporazione di EniTecnologie SpA (100% Eni), Eni ha acquisito la partecipazione nella società Venezia Tecnologie SpA.

La partecipazione nella società è costituita da n. 50 azioni del valore nominale di 1.000 euro, pari al 33,33% del capitale sociale di 150.000 euro.

F.TO POBERIO POU'

f.to PAOLO CASTELLINI - Notaio