7 Ratei e risconti - attivi

(milioni di euro)	Valori al 31.12.2003	Valori al 31.12.2004
Differenziali su contratti derivati	197	324
Interessi impliciti su debito per investimenti petroliferi	222	183
Prestazioni di servizio anticipate	116	94
Interessi attivi	17	29
Disaggio su prestiti	16	14
Altri ratei e risconti attivi	280	258
	848	**902**

I differenziali su contratti derivati di 324 milioni di euro (197 milioni di euro al 31 dicembre 2003) riguardano crediti e debiti finanziari per 242 milioni di euro e altre attività e passività per 82 milioni di euro (rispettivamente 104 e 93 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

Gli interessi impliciti su debito per investimenti petroliferi di 183 milioni di euro (di cui 22 milioni di euro a breve termine) riguardano gli oneri per interessi non ancora maturati sul debito di 1 miliardo di dollari USA contratto nel 1993 per un investimento petrolifero in Nord Africa da rimborsare in venti rate annuali, senza interessi, con inizio dal 1° gennaio 2000. Il debito è iscritto alla voce "Debiti verso altri finanziatori" al valore nominale di 514 milioni di euro (633 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

I ratei e risconti attivi a breve e a lungo termine ammontano a 624 e 278 milioni di euro (rispettivamente 557 e 291 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

8 Patrimonio netto dell'Eni

(milioni di euro)		31.12.2003		31.12.2004
Capitale sociale		4.003		4.004
Riserva legale		959		959
Riserva per azioni proprie in portafoglio		3.164		3.229
Altre riserve:		2.978		2.976
- riserva disponibile	3.050		3.896	
- riserva per acquisto di azioni proprie	2.233		2.163	
- riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985 e 41/1986	62		62	
- riserva di consolidamento	31		31	
- riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983	19		19	
- riserva da avanzo di fusione			[illegible]	
- riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile	3		[illegible]	
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1		1	
- riserva investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1967	84		[illegible]	
- riserva per differenze cambio	(2.505)		3.202	
Utili portati a nuovo		13.171		15.125
Utile dell'esercizio		5.585		7.274
		29.860		**33.567**

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2004 il capitale sociale dell'Eni SpA, interamente versato, è rappresentato da n. 4.004.424.476 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (n. 4.002.922.176 azioni ordinarie al 31 dicembre 2003). L'incremento è dovuto all'emissione di n. 1.502.300 azioni del valore nominale di 1 euro sottoscritte dai dirigenti assegnatari dei piani di *stock grant* a seguito della scadenza del termine dell'impegno assunto nel 2001 (n. 1.344.750 azioni) e della risoluzione consensuale del rapporto di lavoro (n. 157.550 azioni, di cui n. 112.450 azioni relative al piano 2001 e n. 45.100 azioni relative al piano 2002).

Riserva legale

La riserva legale dell'Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del codice civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo.

Riserva per azioni proprie in portafoglio

La riserva per azioni proprie in portafoglio rappresenta il valore delle azioni proprie iscritto nell'attivo patrimoniale. La riserva, costituita utilizzando la riserva per acquisto di azioni proprie, è mantenuta finché le azioni non saranno cedute o annullate, previa delibera, rispettivamente, dell'Assemblea ordinaria e straordinaria.

Altre riserve

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti. La riserva è riclassificata alla "Riserva per azioni proprie in portafoglio" in relazione al costo delle azioni proprie acquistate.

La riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985 e 41/1986 riguarda i rimborsi effettuati dal Ministero dell'economia e delle finanze sulla base delle leggi citate che hanno autorizzato l'Eni SpA a contrarre finanziamenti e a emettere obbligazioni con ammortamento a carico dello Stato.

La riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983, ex Agip SpA, è stata ricostituita a seguito della fusione e accoglie le plusvalenze in sospensione di imposta realizzate nel 1986 a fronte di cessione di partecipazioni.

La riserva da avanzo di fusione accoglie l'avanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'EniData SpA al netto della ricostituzione delle riserve in sospensione di imposta.

La riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile accoglie le attribuzioni degli utili di esercizio destinati all'aumento del capitale sociale a fronte delle emissioni di azioni da assegnare nell'ambito dei piani di incentivazione dei dirigenti. Al 31 dicembre 2004 il numero delle azioni da assegnare gratuitamente è pari a n. 938.000 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (n. 2.443.050 al 31 dicembre 2003).

La riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993 riguarda la quota dell'utile dell'esercizio attribuito alla riserva in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione ai quali partecipano i dipendenti del Gruppo.

La riserva investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/1967, ex Agip SpA, è stata riclassificata alla riserva disponibile a seguito della cessazione del regime di sospensione di imposta. La riserva era stata ricostituita a seguito della fusione dell'Agip SpA e accoglieva utili di precedenti esercizi non assoggettati a Ilor perché destinati a essere reinvestiti in attività di ricerca petrolifera.

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze da conversione in euro dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro.

Il patrimonio netto al 31 dicembre 2004 dell'Eni comprende riserve distribuibili per circa 23.300 milioni di euro. Alcune di queste riserve sono soggette a tassazione in caso di distribuzione; il relativo onere di imposta è stanziato limitatamente alle riserve di cui è prevista la distribuzione (20 milioni di euro).

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto dell'Eni intervenute negli ultimi tre esercizi

(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per azioni proprie in portafoglio	Riserva disponibile	Riserva per acquisto di azioni proprie	Conferimenti dello Stato	Riserva di consolidamento	Riserve ex Agip SpA riassorbite	Riserva da avanzo di fusioni	Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del cod. civ.	Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	Riserva per differenze cambio	Utili portati a nuovo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2001	**4.001**	**959**	**2.068**	**3.514**	**1.332**	**62**	**31**	**103**		**3**		**1.362**	**8.365**	**7.751**	**29.551**
Attribuzione del dividendo (0,75 euro per azione)				(757)										(2.119)	(2.876)
Destinazione utile residuo 2001				3									5.629	(5.632)	
Incremento riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del cod. civ.				(2)						2					
Autorizzazione all'acquisto di azioni proprie				(2.000)	2.000										
Riserva da avanzo di fusioni									1.390		1		(1.391)		
Acquisto azioni proprie			770		(770)										
Emissione azioni sottoscritte a fronte dei piani di *stock grant*	1									(1)					
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro												(2.125)			(2.125)
Altre variazioni													(48)		(48)
Utile dell'esercizio														4.593	4.593
Saldi al 31 dicembre 2002	**4.002**	**959**	**2.838**	**758**	**2.562**	**62**	**31**	**103**	**1.390**	**4**	**1**	**(763)**	**12.555**	**4.593**	**29.095**
Attribuzione del dividendo (0,75 euro per azione)														(2.833)	(2.833)
Destinazione utile residuo 2002				789									971	(1.760)	
Acquisto azioni proprie			329		(329)										
Svalutazione *stock grant*			(3)	3											
Emissione azioni sottoscritte a fronte dei piani di *stock grant*	1									(1)					
Riclassifiche				1.500					(1.390)				(110)		
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro												(1.845)			(1.845)
Differenze cambio da conversione su distribuzione di dividendi e altre variazioni												103	(245)		(142)
Utile dell'esercizio														5.585	5.585
Saldi al 31 dicembre 2003	**4.003**	**959**	**3.164**	**3.050**	**2.233**	**62**	**31**	**103**		**3**	**1**	**(2.505)**	**13.171**	**5.585**	**29.860**
Attribuzione del dividendo (0,75 euro per azione)														(2.828)	(2.828)
Destinazione utile residuo 2003				22									735	(757)	
Acquisto azioni proprie			70		(70)										
Emissione azioni sottoscritte a fronte dei piani di *stock grant*	1		(5)	5						(1)					
Costo *stock option*				3											3
Ricostituzione riserve da scissione Italgas SpA				(43)									43		
Attribuzione avanzo da fusione Eni Data SpA									4				(4)		
Riclassifiche				859				(84)					(775)		
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro												(760)			(760)
Differenze cambio da conversione su distribuzione di dividendi e altre variazioni												63	(45)		18
Utile dell'esercizio														7.274	7.274
Saldi al 31 dicembre 2004	**4.004**	**959**	**3.229**	**3.896**	**2.163**	**62**	**31**	**19**	**4**	**2**	**1**	**(3.202)**	**15.125**	**7.274**	**33.567**

La variazione delle differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro di 697 milioni di euro si riferiscono per circa 500 milioni di euro alle imprese con bilanci in dollari USA.

Prospetto di raccordo del risultato di esercizio e del patrimonio netto dell'Eni SpA per gli esercizi 2002-2003-2004

	Risultato di esercizio			Patrimonio netto		
(milioni di euro)	2002	2003	2004	31.12.2002	31.12.2003	31.12.2004
Come da bilancio di esercizio dell'Eni SpA	**3.880**	**2.850**	**4.684**	**26.498**	**27.566**	**29.433**
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati dell'esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	1.049	2.118	4.526	7.118	4.413	8.852
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:						
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(83)	(169)	(161)	1.131	2.873	2.745
- eliminazione rettifiche e accantonamenti di natura esclusivamente fiscale e uniformità dei principi contabili	1.261	1.453	(2.736)	(1.218)	(1.432)	(4.816)
- eliminazione di utili infragruppo	(1.024)	132	(103)	(2.777)	(2.409)	(2.468)
- imposte sul reddito differite e anticipate	120	(138)	1.318	120	117	1.645
- altre rettifiche	19	(92)	360	317	354	304
	5.222	**6.154**	**7.888**	**31.189**	**31.482**	**35.695**
Interessi di terzi	(629)	(569)	(614)	(2.094)	(1.622)	(2.128)
Come da bilancio consolidato	**4.593**	**5.585**	**7.274**	**29.095**	**29.860**	**33.567**

Le altre rettifiche del risultato di esercizio 2004 di 360 milioni di euro comprendono 311 milioni di euro relativi alla maggiore plusvalenza realizzata nel bilancio consolidato, rispetto al bilancio di esercizio dell'Eni SpA, a seguito della vendita a Mediobanca SpA di azioni rappresentative del 9,054% del capitale sociale di Snam Rete Gas SpA.

9 Capitale e riserve di terzi

Il risultato di esercizio e il patrimonio netto di competenza di azionisti terzi sono riferiti alle seguenti imprese consolidate con il metodo dell'integrazione globale:

	Risultato di esercizio			Patrimonio netto		
(milioni di euro)	2002	2003	2004	31.12.2002	31.12.2003	31.12.2004
Snam Rete Gas SpA	385	427	489	290	592	1.017
Saipem SpA	115	112	112	705	736	831
Italgas SpA (1)	124			816		
Altri	5	30	13	283	294	280
	629	**569**	**614**	**2.094**	**1.622**	**2.128**

(1) Il patrimonio netto di terzi è stato acquisito dall'Eni a seguito dell'Offerta Pubblica di Acquisto sulle azioni Italgas SpA.

10 Fondi per rischi e oneri

(milioni di euro)	Saldo iniziale	Accantonamenti	Utilizzazioni	Altre variazioni	Saldo finale
31.12.2003					
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	128	31	(12)	28	175
Fondo imposte, anche differite:	2.611	826	(1.349)	354	2.442
- imposte sul reddito differite	2.386	802	(1.276)	348	2.260
- altre imposte	225	24	(73)	6	182
Altri fondi per rischi e oneri:					
- fondo smantellamento e ripristino siti	1.980	173	(51)	(62)	2.040
- fondo rischi ambientali	1.608	97	(143)	69	1.631
- riserva sinistri e premi compagnie di assicurazioni	593	16	(21)	11	599
- fondo rischi per contenziosi	211	18	(50)	2	181
- fondo dismissioni e ristrutturazioni	304	50	(61)	(75)	218
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	106	55	(24)	(16)	121
- fondo rischi finanziari	8	3	(6)		5
- fondo per esodi agevolati	42	39	(33)	17	65
- altri fondi (*)	542	269	(86)	(52)	673
	5.394	720	(475)	(106)	5.533
	8.133	1.577	(1.836)	276	8.150
31.12.2004					
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	175	57	(11)	9	230
Fondo per imposte, anche differite:	2.442	870	(214)	(330)	2.768
- imposte sul reddito differite	2.260	797	(208)	(316)	2.533
- altre imposte	182	73	(6)	(14)	235
Altri fondi per rischi e oneri:					
- fondo smantellamento e ripristino siti	2.040	319	(48)	(254)	2.057
- fondo rischi ambientali	1.631	141	(136)	3	1.639
- riserva sinistri e premi compagnie di assicurazioni	599	58	(26)	62	693
- fondo rischi per contenziosi	181	32	(16)	16	213
- fondo dismissioni e ristrutturazioni	218	2	(21)	(20)	179
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	121	13	(15)	(28)	91
- fondo mutua assicurazione OIL		91			91
- fondo rischi finanziari	5	64		(5)	64
- fondo per esodi agevolati	65	7	(60)	24	36
- altri fondi (*)	673	465	(246)	(83)	809
	5.533	1.192	(568)	(285)	5.872
	8.150	2.119	(793)	(606)	8.870

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

Il *fondo imposte sul reddito differite* di 2.533 milioni di euro comprende le passività per imposte differite al netto delle attività per imposte anticipate compensabili. Le altre variazioni di 316 milioni di euro si riferiscono principalmente alla compensazione, a livello di singola impresa, del fondo imposte sul reddito differite con le imposte sul reddito anticipate (220 milioni di euro) e alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (51 milioni di euro).

Passività nette per imposte differite

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Imposte sul reddito differite	4.032	4.560
Imposte sul reddito anticipate compensabili	(1.772)	(2.027)
	2.260	**2.533**
Imposte sul reddito anticipate non compensabili	(2.167)	(2.203)
	93	**330**

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

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	3.132	3.778
- differenza rispetto al patrimonio netto contabile su acquisti di partecipazioni consolidate	448	294
- svalutazioni eccedenti di crediti	150	137
- fondo per rischi e oneri eccedenti	89	83
- plusvalenze a tassazione differita	62	46
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	21	20
- altre	130	202
	4.032	**4.560**
Imposte sul reddito anticipate:		
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.869)	(2.054)
- perdite fiscali portate a nuovo	(1.403)	(1.124)
- rivalutazione dei beni a norma della legge n. 342/2000	(760)	(855)
- rivalutazioni di partecipazioni a norma della legge n. 292/1993 e attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA	(818)	(818)
- rivalutazione dei beni a norma della legge n. 448/2001	(424)	(639)
- oneri su partecipazioni non deducibili	(644)	(472)
- ammortamenti non deducibili	(272)	(432)
- svalutazioni di immobilizzazioni e rimanenze non deducibili	(355)	(255)
- altre	(724)	(599)
	(7.269)	**(7.248)**
a dedurre:		
- svalutazione delle imposte sul reddito anticipate	3.330	3.018
	(3.939)	**(4.230)**
Passività nette per imposte differite	**93**	**330**

La svalutazione delle imposte sul reddito anticipate (3.330 e 3.018 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2003 e 2004) riguarda le perdite fiscali che si ritiene di non poter utilizzare a fronte di utili futuri e le differenze temporanee attive che si ritiene di non poter recuperare.

Perdite fiscali

Secondo la normativa fiscale italiana, le perdite possono essere portate a nuovo nei cinque esercizi successivi a eccezione delle perdite sofferte nei primi tre esercizi di vita dell'impresa che possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a 5 esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde all'aliquota del 33% per le imprese italiane e a un'aliquota media del 36% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a 3.413 milioni di euro e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

(milioni di euro)	Imprese italiane	Imprese estere
2005	31	22
2006	415	55
2007	944	143
2008	275	190
2009	19	23
oltre 2009		206
illimitatamente		1.090
	1.684	**1.729**

Le perdite fiscali di cui è previsto l'utilizzo ammontano a 295 milioni di euro e sono riferite principalmente alle imprese estere (206 milioni di euro); le relative imposte anticipate, comprese nelle passività nette per imposte differite, ammontano a 73 milioni di euro.

Il *fondo per altre imposte* di 235 milioni di euro riguarda principalmente gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi fiscali connessi a incertezze applicative delle norme nei Paesi in cui operano società estere del settore Exploration & Production. L'ultimo esercizio definito dall'Eni SpA e dalla generalità delle imprese controllate italiane ai fini delle imposte dirette è il 1999, salvo alcuni esercizi precedenti non ancora definiti a seguito di contenziosi in corso. Relativamente alle società estere, la situazione è più articolata; tuttavia, salvo limitate eccezioni, l'ultimo esercizio definito è il 1999.

Al 31 dicembre 2004, gli utilizzi degli altri fondi per rischi e oneri di 568 milioni di euro includono utilizzi di fondi eccedenti per 102 milioni di euro. I principali utilizzi eccedenti riguardano: (i) il fondo stanziato nell'esercizio 2002 da parte della Stoccaggi Gas Italia SpA per far fronte ai conguagli retroattivi delle tariffe di stoccaggio previsti dalla delibera n. 26/2002 emessa dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. A seguito di compensazioni avvenute nel corso del 2004 con i clienti interessati si ritiene remota la possibilità di procedere a ulteriori compensazioni e si considera pertanto esuberante il fondo residuo (28 milioni di euro); (ii) la riserva sinistri e premi delle compagnie di assicurazione derivante dalla sovrastima degli oneri da liquidare a fronte dei sinistri comunicati alla Padana Assicurazioni SpA (26 milioni di euro). Gli altri utilizzi di fondi eccedenti riguardano diversi fenomeni di ammontare non significativo.

Al 31 dicembre 2003, gli utilizzi degli altri fondi per rischi e oneri di 475 milioni di euro includono utilizzi di fondi eccedenti per 129 milioni di euro. I principali utilizzi eccedenti riguardano: (i) la riserva sinistri e premi delle compagnie di assicurazione derivante dalla sovrastima degli oneri da liquidare a fronte dei sinistri comunicati alla Padana Assicurazioni SpA (21 milioni di euro); (ii) il fondo rischi per contenziosi stanziato negli esercizi precedenti a fronte di penalità contrattuali relative al trasporto e stoccaggio di gas naturale non più dovute a seguito dell'emanazione del codice di rete e di una migliore interpretazione del regime tariffario stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (19 milioni di euro). Gli altri utilizzi di fondi eccedenti riguardano diversi fenomeni di ammontare non significativo.

Il *fondo smantellamento e ripristino siti* di 2.057 milioni di euro accoglie principalmente i costi maturati alla chiusura dell'esercizio che si prevede di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti (2.024 milioni di euro). Le altre variazioni di 254 milioni di euro riguardano essenzialmente il trasferimento del fondo smantellamento e ripristino siti a seguito della vendita degli *asset* minerari (221 milioni di euro) e le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (27 milioni di euro). I costi totali non attualizzati che si prevede di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti ammontano a 2.964 milioni di euro (2.700 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

Il *fondo rischi ambientali* di 1.639 milioni di euro accoglie, prevalentemente, la stima degli oneri relativi a interventi ambientali previsti da norme di legge e regolamenti principalmente nella Syndial SpA (1.275 milioni di euro), nel settore Refining & Marketing (233 milioni di euro) e nel settore Gas & Power (64 milioni di euro). Gli accantonamenti di 141 milioni di euro si riferiscono essenzialmente ai settori Refining & Marketing (122 milioni di euro) ed Exploration & Production (18 milioni di euro).

Il *fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione* di 693 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla Padana Assicurazioni SpA.

Il *fondo rischi per contenziosi* di 213 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali e contenziosi in genere. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività.

Il *fondo dismissioni e ristrutturazioni* di 179 milioni di euro accoglie principalmente gli oneri previsti dalla Syndial SpA (157 milioni di euro) a fronte delle programmate operazioni di dismissione e di chiusura di siti produttivi. Le altre variazioni di 20 milioni di euro si riferiscono alla riclassifica al fondo esodi agevolati effettuata dalla Syndial SpA.

Il *fondo copertura perdite di imprese partecipate* di 91 milioni di euro accoglie le perdite delle imprese partecipate che eccedono il valore di carico della partecipazione (v. nota n. 3).

Il *fondo mutua assicurazione OIL* di 91 milioni di euro accoglie l'accantonamento della stima dell'onere relativo all'impegno derivante dalla partecipazione dell'Eni alla mutua assicurazione Oil Insurance Ltd connesso alla sinistrosità degli ultimi cinque esercizi.

Il *fondo rischi finanziari* di 64 milioni di euro accoglie essenzialmente l'onere relativo alla cessione a British Telecom Plc del credito di 87 milioni di euro vantato verso la società collegata Albacom SpA (62 milioni di euro).

Il *fondo per esodi agevolati* di 36 milioni di euro accoglie gli oneri previsti principalmente nei settori Refining & Marketing (15 milioni di euro), Ingegneria e Costruzioni (9 milioni di euro) e Petrolchimica (8 milioni di euro). Le altre variazioni di 24 milioni di euro si riferiscono principalmente alla riclassifica dal fondo dismissioni e ristrutturazioni effettuata dalla Syndial SpA (20 milioni di euro).

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

CASTELLINI PAOLO DI ENRICO NOTAIO IN ROMA

69421/409

11 Debiti

L'analisi per natura e per scadenza dei debiti è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2003 Esigibili entro l'esercizio successivo	31.12.2003 Esigibili oltre l'esercizio successivo	31.12.2003 Totale	31.12.2003 di cui scadenti oltre 5 anni	31.12.2004 Esigibili entro l'esercizio successivo	31.12.2004 Esigibili oltre l'esercizio successivo	31.12.2004 Totale	31.12.2004 di cui scadenti oltre 5 anni
Debiti finanziari								
A breve termine:								
- banche	3.633		3.633		2.196		2.196	
- altri finanziatori	151		151		233		233	
- rappresentati da titoli di credito	3.510		3.510		1.540		1.540	
- imprese controllate	65		65		54		54	
- imprese collegate	69		69		92		92	
	7.428		**7.428**		**4.115**		**4.115**	
A lungo termine:								
- obbligazioni	79	4.714	4.793	2.898	660	4.671	5.331	2.784
- banche	373	2.845	3.218	623	227	2.327	2.554	667
- altri finanziatori	60	940	1.000	634	71	835	906	411
- rappresentati da titoli di credito		33	33					
	512	**8.532**	**9.044**	**4.155**	**958**	**7.833**	**8.791**	**3.862**
	7.940	**8.532**	**16.472**	**4.155**	**5.073**	**7.833**	**12.906**	**3.862**
Acconti								
Terzi:								
- per lavori in corso su ordinazione	1.117	36	1.153		816	1	817	1
- per altri rapporti	332	1	333	1	481	1	482	1
Imprese controllate:								
- per lavori in corso su ordinazione	81		81		29		29	
Imprese collegate:								
- per lavori in corso su ordinazione	1		1		5		5	
- per altri rapporti	20		20		21		21	
	1.551	**37**	**1.588**	**1**	**1.352**	**2**	**1.354**	**2**
Debiti commerciali								
- rappresentati da titoli di credito	37		37		24		24	
- fornitori	5.557	63	5.620		6.023	67	6.090	
- imprese controllate	19		19		5		5	
- imprese collegate	274		274		234		234	
	5.887	**63**	**5.950**		**6.286**	**67**	**6.353**	
Debiti tributari								
- accise e imposte di consumo	273		273		793		793	
- imposte sul reddito	1.262	74	1.336		1.213	23	1.236	
- altre imposte e tasse	648		648		508		508	
	2.183	**74**	**2.257**		**2.514**	**23**	**2.537**	
Debiti diversi								
- rappresentati da titoli di credito					16		16	
- fornitori	764		764		822	16	838	16
- imprese controllate	139		139		11		11	
- imprese collegate	255		255		311		311	
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	216	1	217		229	7	236	
- altri	1.948	166	2.114	132	1.939	152	2.091	133
	3.322	**167**	**3.489**	**132**	**3.328**	**175**	**3.503**	**149**
	20.883	**8.873**	**29.756**	**4.288**	**18.553**	**8.100**	**26.653**	**4.013**

Debiti finanziari

Debiti finanziari a breve termine

L'analisi per valuta dei debiti finanziari a breve termine è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Euro	3.628	2.389
Dollaro USA	3.218	1.302
Lira sterlina	84	253
Corona norvegese	278	21
Altre valute	220	150
	7.428	4.115

Il tasso medio di interesse sui debiti finanziari a breve termine è del 2,13% e del 2,49%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2003 e 2004.

I debiti finanziari a breve termine di 4.115 milioni di euro diminuiscono di 3.313 milioni di euro. Hanno contribuito al decremento il saldo tra i rimborsi e le nuove assunzioni (3.622 milioni di euro), le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (22 milioni di euro) nonché, in aumento, l'inserimento nell'area di consolidamento della Serfactoring SpA (332 milioni di euro).

Al 31 dicembre 2004 l'Eni dispone di linee di credito *committed* e *uncommitted* non utilizzate rispettivamente per 5.304 e 7.771 milioni di euro (rispettivamente 4.647 e 4.799 milioni di euro al 31 dicembre 2003). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Debiti finanziari a lungo termine

I debiti finanziari a lungo termine al 31 dicembre 2003 e 2004, comprese le quote a breve, sono indicati di seguito con le relative scadenze:

(milioni di euro)

		Al 31 dicembre		Scadenza a lungo termine						
Tipo	Scadenza	2003	2004	Scad. 2005	2006	2007	2008	2009	Oltre	Totale
Verso banche:										
- mutui ordinari	2005-2017	2.722	2.167	151	473	380	152	348	663	2.016
- mutui a tasso agevolato	2005-2013	137	101	74	14	4	3	2	4	27
- altri	2005-2007	359	286	2	59	225				284
		3.218	2.554	227	546	609	155	350	667	2.327
Titoli di credito	2004	33								
Obbligazioni:										
- ordinarie	2005-2027	4.793	5.331	660	860	406	125	496	2.784	4.671
Altri finanziatori	2005-2019	1.000	906	71	108	127	52	137	411	835
		9.044	8.791	958	1.514	1.142	332	983	3.862	7.833

I debiti finanziari a lungo termine di 8.791 milioni di euro diminuiscono di 253 milioni di euro. Hanno contribuito al decremento le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (222 milioni di euro) e le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio dei debiti in moneta diversa da quella di conto (57 milioni di euro) nonché, in aumento, il saldo tra i rimborsi e le nuove assunzioni (22 milioni di euro).

L'Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato dell'Eni o il mantenimento di un *rating* non inferiore ad A - (S&P) e A3 (Moodys). Al 31 dicembre 2003 e 2004 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a 865 e a 1.104 milioni di euro (di cui 300 milioni di euro legati al *rating*). Inoltre, Saipem SpA ha stipulato un accordo di finanziamento con banche per 300 milioni di euro che prevede il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato della Saipem. L'Eni e la Saipem hanno rispettato le condizioni concordate.

Le *obbligazioni* di 5.331 milioni di euro riguardano titoli emessi nell'ambito del programma di *Euro Medium Term Notes* per complessivi 4.296 milioni di euro e altri prestiti obbligazionari per complessivi 1.035 milioni di euro. L'analisi dei prestiti obbligazionari per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

	Importo	Valuta	Scadenza		Tasso %	
(milioni di euro)			da	a	da	a
Società emittente						
Euro Medium Term Notes:						
- Eni SpA	1.500	Euro		2013		4,625
- Eni Coordination Center SA	851	Lira sterlina	2010	2019	4,875	5,250
- Eni Coordination Center SA	696	Euro	2005	2015		variabile
- Eni SpA	500	Euro		2010		6,125
- Eni Coordination Center SA	213	Dollaro USA	2005	2007		variabile
- Enifin SpA	100	Euro		2005		variabile
- Eni Coordination Center SA	95	Dollaro USA	2005	2014	4,610	6,820
- Eni Coordination Center SA	93	Yen giapponese	2008	2019	0,810	2,320
- Eni Coordination Center SA	92	Franco svizzero	2005	2007		variabile
- Eni Coordination Center SA	73	Euro	2008	2024	4,750	5,050
- Eni Coordination Center SA	52	Franco svizzero		2006		1,750
- Enifin SpA	31	Euro		2005		3,350
	4.296					
Altri prestiti obbligazionari:						
- Eni Usa Inc	294	Dollaro USA		2027		7,300
- Eni Usa Inc	220	Dollaro USA		2006		7,800
- Eni Lasmo Plc (*)	212	Lira sterlina		2009		10,375
- Eni Usa Inc	147	Dollaro USA		2007		6,750
- Enifin SpA	129	Euro		2005		variabile
- Eni Investment Plc	18	Lira sterlina		2005		variabile
- Eni Finance Inc	15	Dollaro USA		2005		10,300
	1.035					
	5.331					

(*) Il prestito obbligazionario è garantito da un deposito bancario vincolato iscritto nelle immobilizzazioni finanziarie per 234 milioni di euro.

Le obbligazioni che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a 953 milioni di euro e riguardano l'Eni Coordination Center (440 milioni di euro), l'Enifin (260 milioni di euro), l'Eni USA Inc (220 milioni di euro), l'Eni Investment Plc (18 milioni di euro) e l'Eni Finance Inc (15 milioni di euro). Nel corso del 2004 sono state emesse obbligazioni per 712 milioni di euro da parte dell'Eni Coordination Center SA.

I debiti finanziari a lungo termine, comprese le quote a breve, sono di seguito analizzati nella valuta in cui sono denominati, con l'indicazione del tasso medio di riferimento.

	31.12.2003 (milioni di euro)	Tasso medio	31.12.2004 (milioni di euro)	Tasso medio
Euro	6.235	3,56	5.709	3,33
Dollaro USA	2.073	5,67	1.729	6,54
Lira sterlina	517	6,47	1.082	6,09
Franco svizzero	146	0,47	146	1,14
Yen giapponese	40	0,65	96	1,37
Altre valute	33	9,99	29	8,74
	9.044		**8.791**	

Al 31 dicembre 2004 l'Eni dispone di linee di credito a lungo termine *committed* non utilizzate per 710 milioni di euro (interamente utilizzate al 31 dicembre 2003). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Nel corso della sua normale attività l'Eni utilizza diversi contratti derivati per ridurre i rischi derivanti dalle oscillazioni dei tassi di interesse e di cambio delle valute estere sul debito finanziario a breve e a lungo termine (v. nota n. 14 per maggiori informazioni).

I *debiti commerciali* di 6.353 milioni di euro aumentano di 403 milioni di euro. Ha contribuito all'incremento l'inserimento nell'area di consolidamento della Serfactoring SpA (213 milioni di euro) nonché, in diminuzione, le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (33 milioni di euro).

I *debiti tributari* di 2.537 milioni di euro aumentano di 280 milioni di euro a seguito dell'incremento delle accise e imposte di consumo (520 milioni di euro) dovuto principalmente alla circostanza che nel 2004 non è stato ripetuto l'obbligo del versamento in acconto delle accise dovute sul prodotto immesso al consumo in Italia nella seconda metà del mese di dicembre; questo incremento è stato assorbito dal decremento dei debiti per imposte sul reddito e per altre imposte e tasse (240 milioni di euro).

Debiti per 332 e 274 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2003 e 2004, sono garantiti da ipoteche e privilegi su beni immobili di imprese consolidate, da pegni su titoli e da depositi vincolati.

12 Ratei e risconti - passivi

(milioni di euro)	Valori al 31.12.2003	Valori al 31.12.2004
Differenziali su contratti derivati	127	149
Ricavi e proventi anticipati	180	126
Interessi passivi su finanziamenti e mutui	99	108
Canoni di affitto	53	54
Premi delle compagnie di assicurazioni	50	47
Altri ratei e risconti passivi	270	232
	779	716

I *differenziali su contratti derivati* di 149 milioni di euro riguardano crediti e debiti finanziari per 46 milioni di euro e altre attività e passività per 103 milioni di euro (rispettivamente 39 e 88 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

Gli altri ratei e risconti passivi riguardano per 2 milioni di euro (scadenti oltre l'esercizio) il valore di mercato dei debiti finanziari a tasso fisso acquisiti con la Lasmo Plc (ora Eni Lasmo Plc) (4 milioni di euro al 31 dicembre 2003, di cui 2 milioni di euro a breve termine).

I ratei e risconti passivi a breve e a lungo termine ammontano a 517 e a 199 milioni di euro (rispettivamente 521 e 258 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

13 Garanzie

	31.12.2003				31.12.2004			
(milioni di euro)	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale
Imprese controllate	7	302		309	7	532		539
Imprese collegate	30	1.685	77	1.792	72	1.834	40	1.946
Imprese consolidate	4.894	6.090		10.984	4.894	9.715		14.609
Altri		198		198	5	169		174
	4.931	**8.275**	77	**13.283**	**4.978**	**12.250**	40	**17.268**

Le *fidejussioni, le altre garanzie personali e le garanzie reali* prestate nell'interesse di imprese controllate e collegate non consolidate di 2.485 milioni di euro (2.101 milioni di euro al 31 dicembre 2003) riguardano principalmente: (i) fidejussioni, contratti autonomi, lettere di *patronage* e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per 1.699 milioni di euro (1.473 milioni di euro al 31 dicembre 2003), di cui 731 milioni di euro relativi al contratto autonomo rilasciato da Snam SpA (ora incorporata in Eni SpA) per conto di Blue Stream Pipeline Co BV a favore del consorzio internazionale di banche che ha finanziato la società (686 milioni di euro al 31 dicembre 2003) e 404 milioni di euro relativi al contratto autonomo rilasciato da Enifin SpA a fronte del finanziamento concesso alla Spanish Egyptian Gas Co SAE, impresa controllata dalla partecipata Unión Fenosa Gas SA (238 milioni di euro al 31 dicembre 2003); (ii) fidejussioni, contratti autonomi e lettere di *patronage* rilasciati a clienti per partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 214 milioni di euro (242 milioni di euro al 31 dicembre 2003); (iii) adempimento di obbligazioni derivanti dall'attività di esplorazione di idrocarburi rilasciate nell'esercizio nell'interesse di Eni Middle East BV a fronte degli impegni contrattuali assunti nei confronti del Governo del Regno Saudita per 367 milioni di euro; (iv) garanzie di *performance* per 111 milioni di euro a favore di Unión Fenosa SA e nell'interesse di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni SpA) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa di quest'ultima (104 milioni di euro al 31 dicembre 2003); (v) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte della costruzione di impianti di trattamento di idrocarburi in Libia per 17 milioni di euro (160 milioni di euro al 31 dicembre 2003). Il decremento di 143 milioni di euro è dovuto essenzialmente alla parziale estinzione delle garanzie rilasciate a fronte dei lavori eseguiti; (vi) garanzie reali di 40 milioni di euro (77 milioni di euro al 31 dicembre 2003) relative a pegni su azioni rilasciati a banche a fronte di finanziamenti. L'impegno effettivo esistente al 31 dicembre 2004 a fronte delle suddette garanzie è di 1.825 milioni di euro (1.959 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

Le *fidejussioni e le altre garanzie personali* prestate nell'interesse di imprese consolidate di 14.609 milioni di euro (10.984 milioni di euro al 31 dicembre 2003) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di 4.894 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2003) rilasciata dall'Eni SpA alla Treno Alta Velocità - TAV SpA per 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; a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio, escluse le società controllate dall'Eni, hanno rilasciato all'Eni lettere di manleva nonché garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate; (ii) *parent company guarantees* rilasciate a fronte degli impegni contrattuali relativi all'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base dei piani di investimento, in 4.601 milioni di euro (1.186

milioni di euro al 31 dicembre 2003). L'aumento di 3.415 milioni di euro riguarda principalmente l'incremento delle garanzie rilasciate dall'Eni SpA nell'interesse di Agip Caspian Sea BV a fronte degli obblighi contrattuali connessi all'attività di esplorazione nella Repubblica del Kazakhstan per 3.329 milioni di euro; (iii) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 2.977 milioni di euro (2.841 milioni di euro al 31 dicembre 2003); (iv) rimborso di crediti Iva da parte dell'Amministrazione finanziaria per 1.196 milioni di euro (1.113 milioni di euro al 31 dicembre 2003); (v) rischi assicurativi per 396 milioni di euro che l'Eni ha riassicurato (379 milioni di euro al 31 dicembre 2003). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 9.882 milioni di euro (7.930 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

Le *fidejussioni e le altre garanzie personali* prestate nell'interesse di altri di 174 milioni di euro (198 milioni di euro al 31 dicembre 2003) riguardano essenzialmente: (i) garanzie rilasciate dall'Eni a favore di banche e di altri finanziatori per la concessione di prestiti e linee di credito nell'interesse di partecipazioni minori o società cedute per 95 milioni di euro (96 milioni di euro al 31 dicembre 2003); (ii) garanzie di *performance* rilasciate a favore dell'Unión Fenosa SA e dell'Unión Fenosa Inversiones SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa delle partecipate di Unión Fenosa Gas SA per 41 milioni di euro (73 milioni di euro al 31 dicembre 2003). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 76 milioni di euro (97 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

14 Altri conti d'ordine

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Impegni:		
- contratti derivati	11.154	11.974
- acquisto di beni	208	200
- vendita di beni	147	124
- altri	379	319
Rischi	902	1.151
	12.790	**13.768**

Gli *impegni per contratti derivati* di 11.974 milioni di euro sono analizzati nel punto successivo "Contratti derivati" dove vengono evidenziati, coerentemente alla prassi internazionale, i contratti derivati in essere al 31 dicembre 2003 e 2004 prescindendo dall'assunzione dell'impegno che comportano; sono perciò compresi anche i contratti derivati che attribuiscono mere facoltà, come le opzioni; inoltre, i contratti su cambi a termine che comportano lo scambio di due valute estere sono indicati sia per l'ammontare acquistato che per quello venduto espressi al cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio anziché al prezzo di regolamento del contratto. In relazione a ciò i valori indicati nell'analisi non coincidono con quelli indicati nei conti d'ordine in calce allo stato patrimoniale.

Gli *impegni di acquisto e di vendita di beni* di 324 milioni di euro (355 milioni di euro al 31 dicembre 2003) riguardano titoli per 183 milioni di euro (181 milioni di euro al 31 dicembre 2003) e partecipazioni per 141 milioni di euro (174 milioni di euro al 31 dicembre 2003). Gli impegni relativi ai titoli si riferiscono all'operazione di collocamento di prodotti mobiliari della Sofid Sim SpA. Con questa operazione la società ha venduto a investitori, principalmente dipendenti, prodotti mobiliari costituiti da titoli di Stato accompagnati da un contratto di scambio del tasso della cedola con un tasso variabile parametrato all'Euribor e dalla facoltà per l'investitore di rivendere in qualsiasi momento il prodotto alla società al valore nominale più gli interessi maturati. A fronte dell'impegno per lo scambio di interessi, la società ha stipulato contratti derivati di copertura, compresi tra quelli indicati successivamente, per i quali riceve un tasso variabile più favorevole di quello riconosciuto agli investitori. Gli impegni relativi alle partecipazioni riguardano principalmente l'impegno per la concessione alla Erg SpA dell'opzione di acquisto del 28% della Erg Raffinerie Mediterranee Srl per 100 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2003).

Gli *altri impegni* di 319 milioni di euro (379 milioni di euro al 31 dicembre 2003) riguardano essenzialmente: (i) gli impegni, anche per conto del *partner* Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni SpA nell'area della Val d'Agri di 206 milioni di euro (217 milioni di euro al 31 dicembre 2003); (ii) gli investimenti previsti dall'accordo di programma dell'area di Porto Marghera sottoscritto dalla Syndial SpA con i Ministeri per le attività produttive delle infrastrutture e dei trasporti, dell'ambiente e della tutela del territorio e con le associazioni di industriali e lavoratori per costituire e mantenere nel tempo condizioni ottimali di coesistenza tra la tutela dell'ambiente e lo sviluppo del settore chimico di 90 milioni di euro (149 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

I *rischi* di 1.151 milioni di euro (902 milioni di euro al 31 dicembre 2003) riguardano essenzialmente: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali di 406 milioni di euro (400 milioni di euro al 31 dicembre 2003); (ii) rischi di custodia di beni di terzi di 551 milioni di euro (317 milioni di euro al 31 dicembre 2003). L'incremento di 234 milioni di euro si riferisce essenzialmente all'aumento delle quantità di gas stoccato da parte della Stoccaggi Gas Italia SpA (236 milioni di euro); (iii) rischi per danni di natura ambientale di 137 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2003); (iv) rischi per contenziosi fiscali di 37 milioni di euro (18 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

Contratti derivati

L'Eni opera a livello internazionale nelle attività del petrolio e del gas naturale, della generazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e costruzioni con esposizione a rischi di mercato in connessione a modifiche nei tassi di interesse, nei tassi di cambio e nei prezzi delle merci.

I contratti derivati finanziari e i contratti derivati su merci sono impiegati per ridurre questi rischi come di seguito riportato.

Nell'Eni l'attività di tesoreria è accentrata sostanzialmente in due distinte società operanti rispettivamente nel mercato nazionale e nei mercati esteri. Alle società operative è indicato di adottare politiche valutarie finalizzate alla minimizzazione del rischio di cambio.

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

L'Eni non stipula contratti derivati con finalità speculative.

Valori nominali ed esposizioni al rischio di credito

Per valore nominale di un contratto derivato si intende l'ammontare contrattuale con riferimento al quale i differenziali sono scambiati; tale ammontare può essere espresso sia in termini di quantità monetarie sia di quantità fisiche (per esempio barili, tonnellate, etc.). Le quantità monetarie in valuta diversa dall'euro sono convertite in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio. I valori nominali riepilogati successivamente non rappresentano gli ammontari scambiati tra le parti e pertanto non costituiscono una misura dell'esposizione al rischio di credito per l'Eni. Gli ammontari scambiati sono calcolati sulla base dei valori nominali e delle condizioni dei derivati relativi a tassi di interesse, tassi di cambio e prezzi delle merci, pertanto l'esposizione al rischio di credito è rappresentata dal valore di mercato (*fair value*) positivo dei contratti alla fine dell'esercizio, ridotto per gli effetti di eventuali accordi generali di compensazione. Le linee guida sull'attività finanziaria, definite dal Consiglio di Amministrazione dell'Eni SpA, indicano le caratteristiche dei soggetti idonei a essere controparte di operazioni di impiego, di operazioni in strumenti derivati o soggetti emittenti titoli da acquisire in portafoglio. Pertanto, sebbene l'Eni sia esposta al rischio di credito nell'eventualità di inadempimento delle controparti dei contratti derivati, non si prevede che tali atti possano verificarsi trattandosi di istituzioni con solida situazione finanziaria.

Gestione del rischio dei tassi di interesse

L'Eni stipula diversi tipi di contratti per la gestione del rischio dei tassi di interesse come indicato nella tabella seguente:

(milioni di euro)	Valore nominale al 31.12.2003	Valore nominale al 31.12.2004
Interest rate swap (IRS)	5.690	5.663
Interest rate collar	74	33
	5.764	**5.696**

Gli *Interest rate swap (IRS)* sono stipulati dall'Eni allo scopo di realizzare una migliore contrapposizione tra i tassi di interesse relativi agli impieghi e alle coperture, per ridurre i costi di finanziamento o per diversificare le fonti di finanziamento. Relativamente a questi contratti, l'Eni concorda con le controparti di scambiare, a scadenze determinate, la differenza tra ammontari di interessi calcolati su un valore nominale di riferimento ai tassi, fissi o variabili, concordati.

La tabella che segue riporta i tipi di *Interest Rate Swap* in essere, la media ponderata dei tassi di interesse e delle scadenze delle operazioni. I tassi medi variabili sono basati sui tassi alla fine dell'esercizio e possono subire modifiche che potrebbero influenzare i futuri flussi finanziari.

Il confronto tra i tassi medi acquistati e venduti non è indicativo del risultato dei contratti derivati posti in essere; la determinazione di questo risultato è effettuata tenendo conto dell'operazione sottostante oggetto di copertura.

		31.12.2003	31.12.2004
Acquistare tasso fisso/Vendere tasso variabile-valore nominale	(milioni di euro)	867	745
- tasso medio ponderato acquistato	(%)	6,03	5,78
- tasso medio ponderato venduto	(%)	2,26	3,19
- scadenza media ponderata	(anni)	2,97	2,26
Acquistare tasso variabile/Vendere tasso variabile-valore nominale	(milioni di euro)	1.941	1.989
- tasso medio ponderato acquistato	(%)	2,25	2,32
- tasso medio ponderato venduto	(%)	2,91	3,00
- scadenza media ponderata	(anni)	3,38	2,38
Vendere tasso fisso/Acquistare tasso variabile-valore nominale	(milioni di euro)	2.882	2.929
- tasso medio ponderato venduto	(%)	4,31	4,18
- tasso medio ponderato acquistato	(%)	1,77	2,25
- scadenza media ponderata	(anni)	6,64	6,37

Gli *Interest rate collar* sono stipulati dall'Eni per gestire il rischio di interesse. L'*Interest rate collar* è una combinazione di opzioni che consente di contenere le variazioni dei tassi entro una fascia di oscillazione predeterminata. L'Eni utilizza anche *Zero-Cost collar* che non comportano il pagamento di premi. Al 31 dicembre 2004 è in essere un solo contratto con scadenza 30 giugno 2006.

Gestione del rischio di cambio

L'Eni stipula diversi tipi di contratti su valute per la gestione del rischio di cambio come indicato nella tabella seguente:

(milioni di euro)	Valore nominale al 31.12.2003	Valore nominale al 31.12.2004
Contratti su cambi a termine	6.165	8.501
Opzioni	550	91
	6.715	8.592

L'Eni utilizza i *contratti su cambi a termine* principalmente per coprire crediti e debiti, ivi inclusi i depositi e i finanziamenti denominati in valuta diversa dall'euro. Alcuni contratti prevedono lo scambio di due valute diverse dalla moneta di conto delle imprese contraenti coerentemente alle loro necessità. Il valore nominale di questi contratti è indicato per l'ammontare acquistato e per l'ammontare venduto. La scadenza di questi contratti è mediamente non superiore a un anno. L'incremento dei contratti su cambi a termine di 2.336 milioni di euro è dovuto principalmente a operazioni di copertura poste in essere da Enifin SpA su debiti finanziari a breve termine di Eni Coordination Center SA (1.785 milioni di euro).

L'Eni utilizza generalmente combinazioni di opzioni in acquisto e in vendita che consentono di mitigare, entro un certo intervallo, i rischi derivanti da esposizioni in valuta. Le opzioni su valute, trattate in mercati *over-the-counter*, dietro corresponsione di un premio attribuiscono il diritto di acquistare o vendere un ammontare definito di valuta a uno specifico tasso di cambio alla fine di un periodo definito. Il decremento di 459 milioni di euro è dovuto essenzialmente all'estinzione di opzioni da parte dell'attività costruzioni e perforazioni (296 milioni di euro) e del settore Gas & Power (144 milioni di euro).

La tabella che segue riepiloga, per le più importanti valute, l'ammontare dei contratti su cambi a termine e dei contratti di opzione in essere.

(milioni di euro)

	Valore nominale al 31.12.2003		Valore nominale al 31.12.2004	
Valuta	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite
Dollaro USA	1.019	2.955	622	4.024
Lira sterlina	1.432	342	3.065	107
Corona norvegese	140	299	267	162
Euro	100	126	71	113
Yen	99	11	97	2
Franco svizzero	177	1	51	1
Altre valute	3	11	7	3
	2.970	**3.745**	**4.180**	**4.412**

Gestione del rischio sui prezzi delle merci

I contratti derivati su merci sono stipulati al fine di gestire essenzialmente i rischi connessi all'andamento della quotazione dei greggi e dei prodotti petroliferi presenti nell'attività di commercializzazione del gas e nell'attività di raffinazione e commercializzazione di prodotti petroliferi.

Nell'ambito dell'attività di commercializzazione del gas, sono stati stipulati contratti a termine per l'acquisto di greggio al fine di coprire il rischio connesso a vendite di gas naturale a prezzo fisso, a fronte del costo di acquisto variabile indicizzato a un paniere di prodotti petroliferi i cui prezzi sono quotati sui mercati internazionali.

Nell'ambito dell'attività di raffinazione e commercializzazione di prodotti petroliferi, sono stati stipulati contratti derivati al fine di gestire i rischi connessi alla variabilità dei prezzi di mercato nel periodo che intercorre fra l'acquisto dei greggi, la loro lavorazione e la vendita dei prodotti finiti.

La scadenza dei contratti è inferiore a un anno.

La tabella che segue riepiloga i contratti derivati su merci in essere al 31 dicembre 2003 e 2004.

		Valore nominale al 31.12.2003		Valore nominale al 31.12.2004	
Descrizione		Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite
Greggi	(barili)	6.629.544	1.146.000	1.497.121	2.949.000
Prodotti petroliferi	(tonnellate)	159.849	381.200	434.150	287.411
Prodotti petroliferi	(galloni)		104.580		4.620
Energia elettrica	(megawattora)			804.507	

CASTELLINI PAOLO DI ENRICO ROMA

69421/48

Contenziosi

L'Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, l'Eni ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio consolidato.

Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi; salvo diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento a fronte dei contenziosi di seguito descritti perché l'Eni ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è ragionevolmente stimabile.

Ambiente

Eni SpA

Nel 1997 la Grifil SpA ha convenuto in giudizio dinanzi al Tribunale di La Spezia l'AgipPetroli SpA (incorporata nell'Eni SpA nel 2002) chiedendo il pagamento delle spese necessarie alla bonifica di un terreno, facente parte della raffineria di La Spezia (la cui attività è cessata nel 1985), vendutole nel 1996 dalla Italiana Petroli SpA, successivamente incorporata nell'AgipPetroli SpA. La richiesta di risarcimento, compresi gli asseriti danni subìti, ammonta complessivamente a 103 milioni di euro. Alla fine del 2002 Grifil e AgipPetroli hanno concluso una transazione che prevedeva l'accollo da parte dell'AgipPetroli del 50% del costo della bonifica valutato da primaria società del settore in 19 milioni di euro, e comunque fino a un massimo di 9,5 milioni di euro, nonché l'obbligo della Grifil di provvedere a sua cura e a sue spese alla bonifica del terreno e di rinunciare alla richiesta di risarcimento. La Grifil non ha eseguito gli obblighi assunti con la transazione; in relazione a ciò, ferme e impregiudicate le azioni di regresso e cautelari a garanzia del credito nei confronti della obbligata Grifil, l'Eni ha deciso di bonificare il terreno in accordo con una società interessata a edificare su parte del terreno che si è accollata il 13% del costo della bonifica. Resta pendente il giudizio promosso dalla Grifil dinanzi al Tribunale di La Spezia. Il 7 gennaio 2004 il Comune di La Spezia ha immesso l'Eni nel possesso dell'area e da tale data sono iniziati i primi lavori di bonifica a cura e spese di quest'ultima. L'Eni ha chiesto il sequestro conservativo dell'area della Grifil, fino alla concorrenza massima di 19 milioni di euro; infatti con due successivi provvedimenti, rispettivamente del 2 dicembre 2003 e del 13 gennaio 2004, il Tribunale di Genova ha dichiarato legittimo il diritto dell'Eni, alla luce del contratto di compravendita a suo tempo intervenuto fra Italiana Petroli e Grifil, di porre a carico di quest'ultima tutti gli oneri di disinquinamento che la Società andrà a sostenere per l'inadempimento dell'acquirente. Il giudice del procedimento ha ritenuto chiusa l'attività istruttoria e la causa pronta per essere decisa nel merito. Si attende entro luglio 2005 la sentenza. Relativamente al valore da attribuire al sequestro conservativo (fino a 19 milioni di euro), il Tribunale ha chiesto all'Eni di produrre in giudizio il contratto di appalto dei lavori di disinquinamento dal quale risulti il corrispettivo dovuto all'appaltatore; il contratto con una primaria società internazionale specializzata nel settore delle bonifiche è stato stipulato il 15 aprile 2004 e depositato in giudizio. L'Eni, al fine di non perdere alcuna garanzia patrimoniale a fronte del suo credito verso Grifil, pur sostenendo i costi di bonifica, ha esercitato e formalmente trascritto presso la conservatoria dei registri immobiliari contro quest'ultima anche un'azione revocatoria ordinaria atta a impedire, nelle more del giudizio di merito, la possibilità di Grifil di vendere a terzi il terreno di sua proprietà oggetto di disinquinamento. Recentemente, a seguito di più approfondite indagini sull'effettivo stato di inquinamento del terreno, la primaria società internazionale incaricata ha comunicato che, allo stato, il costo stimato della bonifica ammonta a circa 45 milioni di euro che trova copertura nello specifico fondo rischi.

Nel 1999 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine al fine di accertare l'eventuale inquinamento del suolo e delle acque reflue che sfociano nel mare antistante la raffineria. Nel novembre 2002 è stato notificato l'atto di costituzione di parte civile da Italia Nostra e dall'Associazione Amici della Terra, con richiesta di risarcimento danni di 15,010 milioni di euro. All'esito dell'istruttoria dibattimentale, nel luglio 2003, il giudice competente ha pronunciato ordinanza con la quale, ravvisando la più grave ipotesi di cui all'art. 440 del codice penale (adulterazione di acque e di sostanze alimentari), ha disposto la trasmissione degli atti al Pubblico Ministero. L'udienza preliminare è fissata per il 24 maggio 2005.

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

Nell'ambito di un procedimento avviato dalla Procura di Gela nel 2002 per presunto danneggiamento derivante dalle emissioni degli impianti dello stabilimento di Gela di proprietà di Polimeri Europa SpA, Syndial SpA (già EniChem SpA) e Raffineria di Gela SpA, si è concluso il 2 luglio 2003 un incidente probatorio. Enti locali, associazioni ambientaliste, proprietari di terreni che sarebbero stati danneggiati si sono costituiti persone offese. Il 17 gennaio 2005 si è concluso il secon-

do incidente probatorio, iniziato alla fine del 2003, per accertare quali siano le emissioni provenienti dal sito di Gela che avrebbero determinato i presunti danni lamentati.

Nel marzo 2002 la Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato un'indagine concernente l'attività della raffineria di Priolo per avvelenamento doloso di acque destinate al consumo umano e disposto una consulenza tecnica, in corso di espletamento, volta ad accertare se e in qual modo si siano verificate infiltrazioni di prodotti petroliferi provenienti dalla raffineria nella falda profonda, ivi compresa quella parte di essa che alimenta i pozzi di acqua utilizzati per il consumo umano nel territorio di Priolo. Il procedimento si trova nella fase di indagini preliminari. Vista la complessità delle indagini in corso, è stato affidato a una società specializzata del settore il compito di verificarne l'origine, le cause e l'estensione. Sono in atto, a scopo meramente cautelativo, azioni tendenti a: (i) mettere in sicurezza e a bonificare l'intera zona interessata dall'inquinamento; (ii) riallocare i pozzi eroganti acqua potabile in area ancora più distante e più a monte del sito industriale; (iii) installare un sistema di depurazione delle acque potabili. Con provvedimento del 1° giugno 2004 sono stati dissequestrati tutti i serbatoi della raffineria che il 17 aprile 2003 erano stati posti sotto sequestro, a eccezione di 5.

Nel giugno 2002, a seguito di un incendio verificatosi all'interno della raffineria di Gela, è stato iscritto procedimento penale per il delitto di incendio colposo e reati ambientali e concernenti le bellezze naturali. Nell'ambito del conseguente procedimento penale, il 12 maggio 2004 si è svolta la prima udienza relativa al giudizio immediato. Il giudizio è in corso.

Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine penale concernente la raffineria di Gela al fine di verificare la qualità delle acque sotterranee presenti nell'area della raffineria. Il 27 ottobre 2003, nell'ambito del procedimento, la Procura ha chiesto di procedere, con incidente probatorio accolto dal Giudice per le indagini preliminari il 7 novembre 2003, alla verifica dello stato dei serbatoi della raffineria stessa, nonché di accertare se da eventuali rotture degli stessi possano essersi verificate perdite di prodotti petroliferi nel terreno sottostante con possibile inquinamento delle falde sottostanti la raffineria. Le contestazioni mosse riguardano le norme ambientali in tema di inquinamento delle acque e dei suoli nonché un'ipotesi di smaltimento non autorizzato di rifiuti. Lo stesso Giudice per le indagini preliminari, con un precedente provvedimento del 3 novembre 2003, in accoglimento di un'ulteriore richiesta della Procura della Repubblica di Gela, aveva già disposto il sequestro preventivo di 92 serbatoi della raffineria. Il provvedimento ha determinato la fermata della raffineria di Gela dal 17 novembre 2003; successivamente – operando in sede di incidente probatorio e a seguito di numerosi sopralluoghi, ispezioni e analisi effettuate dai periti del Giudice per le indagini preliminari che hanno di volta in volta escluso ragionevolmente perdite di prodotto dai serbatoi oggetto di indagine – si è giunti, su istanze della Raffineria di Gela SpA, al dissequestro di 42 serbatoi e al riavvio delle attività dal 19 gennaio 2004. Con successivi provvedimenti sono stati dissequestrati dal Pubblico Ministero altri 38 serbatoi. Al 31 dicembre 2004 rimangono sotto sequestro 12 serbatoi.

In relazione a indagini giudiziarie sul fenomeno della subsidenza eventualmente imputabile alle attività minerarie, il 21 maggio 2004 il Nucleo Operativo Ecologico dei Carabinieri di Venezia, in esecuzione del provvedimento del Giudice dell'udienza preliminare presso il Tribunale di Rovigo, ha posto sotto sequestro preventivo i giacimenti Dosso degli Angeli, Angela/Angelina - Ravenna Mare Sud e le piattaforme e i pozzi ivi esistenti. Il 10 giugno 2004, su ricorso della difesa, il Tribunale del riesame di Rovigo ha ordinato il dissequestro dei giacimenti Angela/Angelina - Ravenna Mare Sud e delle piattaforme e pozzi ivi esistenti. Il 5 febbraio 2003, con analogo provvedimento del Tribunale di Rovigo, era stato eseguito il sequestro preventivo della piattaforma Naomi/Pandora, dei pozzi Naomi 4 Dir, Naomi 2 Dir, 3 Dir - Pandora 2 Dir e della condotta sottomarina per il trasporto della produzione a Casalborsetti. L'Eni ritiene di avere sempre agito nel rispetto delle leggi munita delle necessarie autorizzazioni. Tenuto conto dei rilievi dei consulenti della Procura della Repubblica presso il Tribunale di Rovigo, da cui traggono origine le richieste di sequestro, l'Eni ha costituito una commissione scientifica, indipendente e interdisciplinare, presieduta dal prof. Enzo Boschi, professore ordinario di sismologia presso l'Università degli Studi di Bologna e presidente dell'Istituto nazionale di geofisica e vulcanologia, e composta dai maggiori esperti internazionali di subsidenza derivante dall'estrazione di idrocarburi, con il compito di verificare la misura, gli effetti e gli eventuali strumenti più opportuni per neutralizzare o ridurre quei fenomeni che fossero imputabili all'estrazione di idrocarburi da parte dell'Eni nel ravennate e nel Nord Adriatico sia a terra sia a mare. La Commissione ha prodotto uno studio dal quale risulta che non sono ipotizzabili pericoli per la pubblica incolumità o danni all'ambiente né constano a livello mondiale incidenti concernenti la pubblica incolumità originati dalla subsidenza indotta dalla produzione di idrocarburi. Lo studio inoltre evidenzia che l'Eni utilizza le più avanzate tecniche esistenti per la previsione, la misurazione e il controllo del suolo.

EniPower SpA

Nell'autunno 2004 la Procura della Repubblica di Rovigo ha aperto un'indagine per reati asseritamente consumati in Loreo relativi ad attività di gestione di rifiuti non autorizzata. Sono in corso le analisi di campioni di terreno prelevati sia in Loreo sia presso lo stabilimento EniPower di Mantova.

Polimeri Europa SpA

Nel 2002 la Procura di Gela ha avviato un procedimento penale per presunti scarichi idrici fuori norma riferibili alle attività dello stabilimento di Gela di Polimeri Europa SpA, Syndial SpA e Raffineria di Gela SpA. Nel gennaio 2005 il giudice per le indagini preliminari, su richiesta del pubblico ministero, ha disposto l'archiviazione per tutti gli indagati.

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

Syndial SpA (ex EniChem SpA)

Nel 1992 il Ministero dell'ambiente ha convenuto in giudizio davanti al Tribunale di Brescia l'EniChem SpA e la Montecatini SpA chiedendo in via principale la loro condanna al ripristino dell'ambiente inquinato dalle attività dello stabilimento di Mantova nel periodo dal 1976 al 1990; in via subordinata, in caso di impossibilità di ripristino, al risarcimento del danno ambientale da determinarsi in corso di causa e comunque in misura non inferiore a 136 milioni di euro, oppure in via equitativa. L'EniChem ha acquisito lo stabilimento di Mantova nel giugno 1989 nell'ambito dell'operazione Enimont e, al riguardo, sussiste l'obbligo della Edison SpA di manlevarla e/o indennizzarla degli oneri eventualmente connessi a danni causati a terzi dall'esercizio degli impianti e delle strutture industriali, prima dell'apporto da parte di Montedison, ancorché manifestatisi successivamente.

Con procedimento penale aperto nel 1997 avanti al Tribunale di Venezia sono state contestate imputazioni connesse alla gestione di impianti di Porto Marghera a decorrere dai primi anni '70 e fino al 1995 e ai presunti danni alla salute e all'ambiente che ne sarebbero derivati. Con sentenza del 2 novembre 2001 il Tribunale di Venezia ha assolto con formula piena tutti gli imputati. Avverso la sentenza assolutoria hanno presentato appello il Pubblico Ministero, l'Avvocatura dello Stato per il Ministero dell'ambiente e per la Presidenza del Consiglio, 5 enti pubblici territoriali, 12 associazioni ed enti e 48 persone fisiche. Con sentenza del 15 dicembre 2004 la Corte di Appello di Venezia ha sostanzialmente confermato la sentenza di primo grado riformandone solo alcuni punti marginali. Per quanto riguarda alcuni imputati dell'Eni Syndial la Corte di Appello ha dichiarato di non doversi procedere per intervenuta prescrizione in ordine ad alcune contravvenzioni al DPR 962/73 (legge su Venezia) e in ordine al reato di cui all'art. 437, 1° comma codice penale, confermando per tutto il resto la sentenza di assoluzione del Tribunale di Venezia. L'Eni ha effettuato uno stanziamento a fronte di questo contenzioso.

Nel 2000 la Procura della Repubblica di Brindisi ha avviato un procedimento penale nei confronti di 68 persone appartenenti a molte società che fino dai primi anni '60 si sono avvicendate nella proprietà e gestione degli impianti di produzione di dicloroetano, cloruro di vinile monomero e di policloruro di vinile gestiti dall'EniChem SpA nel periodo dal 1983 al 1993. Le indagini preliminari si sono chiuse con la richiesta di archiviazione da parte della Procura nei confronti degli indagati di provenienza EniChem. Sulla richiesta di archiviazione non si è ancora pronunciato il Giudice per le indagini preliminari.

Con atto di citazione notificato il 18 dicembre 2002 l'EniChem SpA è stata convenuta in giudizio avanti al Tribunale di Venezia, unitamente ad Ambiente SpA e a European Vinyls Corporation Italia SpA, dalla provincia di Venezia la quale ha chiesto la condanna in solido delle società convenute al risarcimento del danno ambientale, non quantificato, che sarebbe stato arrecato alla laguna di Venezia dalle attività dei rispettivi impianti del petrolchimico di Porto Marghera che hanno costituito oggetto di due procedimenti penali a carico di dirigenti e dipendenti delle medesime società. European Vinyls Corporation Italia, nel costituirsi, ha esercitato, in via subordinata all'accertamento dell'infondatezza della pretesa della Provincia, azione di regresso nei confronti di EniChem e di Ambiente. Durante il 2004 il giudizio è proseguito con il deposito di memorie istruttorie delle parti; la causa è stata rinviata al 15 aprile 2005. La pretesa risarcitoria della Provincia e, conseguentemente, quella in rivalsa di EVC Italia nei confronti di EniChem e di Ambiente non sono state quantificate.

Il 16 gennaio 2003 il Tribunale di Siracusa ha emesso misure cautelari personali nei confronti di dipendenti dell'EniChem SpA e della Polimeri Europa SpA nel quadro di indagini giudiziarie aventi a oggetto la gestione, asseritamente illecita, del ciclo dei rifiuti liquidi e solidi dalla loro produzione sino al loro smaltimento, aggiudicandosi al contempo un ingiusto profitto per il risparmio conseguente al mancato regolare smaltimento. Polimeri Europa ed EniChem hanno nominato i rispettivi difensori nella dichiarata qualità di persone offese dal reato. È stata notificata agli indagati la conclusione delle indagini preliminari con la conferma dei capi di imputazione inizialmente contestati.

Con atto di citazione notificato il 14 aprile 2003, il Presidente della Giunta Regionale della Calabria, nella sua qualità di Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nel territorio della Regione Calabria, ha intentato nei confronti dell'EniChem SpA un'azione di risarcimento per danni ambientali quantificati in circa 129 milioni di euro e danni patrimoniali e non patrimoniali stimati in 250 milioni di euro (oltre a interessi e rivalutazione) provocati dall'attività industriale svolta dalla Pertusola Sud SpA (incorporata nell'EniChem) nel territorio del Comune di Crotone e in quelli limi-

trofi. Il 6 giugno 2003, EniChem SpA si è costituita in giudizio, chiedendo in via principale il rigetto delle domande attoree e in via riconvenzionale il pagamento di tutti i costi e le spese sostenute per i procedimenti di bonifica già avviati. La Provincia di Crotone è intervenuta nella causa di adesione alle domande del Commissario e spiegando autonoma domanda di danni quantificabili in 300 milioni di euro. Con atto di citazione notificato il 21 ottobre 2004, la Regione Calabria conveniva Syndial avanti al Tribunale di Milano al fine di ottenerne la condanna al risarcimento del danno ambientale, in via condizionale "per l'ipotesi che nelle more del giudizio intervenga la cessazione dell'Ufficio del Commissario delegato per l'emergenza ambientale nel territorio della Regione Calabria". La Regione ha chiesto il riconoscimento e la liquidazione dell'intero ammontare del danno già chiesto dal Commissario Delegato nel giudizio instaurato nel 2003, indicato dalla Regione in oltre 800 milioni di euro.

Con atto di citazione notificato nel marzo 2004, la Sitindustrie SpA, che nel 1996 ha acquistato dall'Enirisorse (ora incorporata in Syndial SpA) lo stabilimento di Paderno Dugnano, ha convenuto in giudizio avanti al Tribunale di Milano la Syndial SpA chiedendo di accertare la responsabilità di quest'ultima nell'inquinamento dei terreni e la condanna della convenuta al risarcimento dei danni nella misura minima necessaria alla bonifica.

Con atto di citazione notificato nell'ottobre 2004 la Sitindustrie ha instaurato un giudizio analogo al precedente, con le medesime domande nei confronti della Syndial, relativamente al ramo d'azienda per la produzione di prodotti e semilavorati in rame e leghe, sito in Pieve Vergonte.

Con atto di citazione notificato nel maggio 2003 il Ministro dell'ambiente ha convenuto in giudizio avanti al Tribunale di Torino la Syndial SpA chiedendo il risarcimento del danno ambientale quantificato in 2.396 milioni di euro in relazione all'inquinamento da DDT del Lago Maggiore asseritamente provocato dallo stabilimento di Pieve Vergonte. Il 23 settembre si è svolta l'udienza di comparizione delle parti nella quale il giudice ha assegnato il termine per la presentazione di memorie. All'udienza del 25 marzo 2005, il giudice si è riservato di decidere sulle prove dedotte dalle parti.

Il Comune di Carrara ha promosso avanti al Tribunale di Genova una causa con la quale ha chiesto alla Syndial SpA il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza e il risarcimento dei danni ambientali. La richiesta è riferita a un incidente verificatosi nel 1984, a seguito del quale l'EniChem Agricoltura SpA (successivamente incorporata in Syndial SpA), allora proprietaria del sito, aveva posto in opera interventi di messa in sicurezza e di bonifica. Nella causa è intervenuto il Ministero dell'ambiente che ha chiesto il risarcimento del danno ambientale, quantificaro complessivamente tra un minimo di 53,5 milioni di euro e un massimo di 78,5 milioni di euro, da ripartire tra le diverse società che hanno gestito lo stabilimento. Nel giudizio infatti Syndial ha convenuto, al fine di esserne garantita, la Rumianca SpA, la Sir Finanziaria SpA e la Sogemo SpA, che in precedenza erano state proprierarie del sito. È in corso di svolgimento una consulenza che, secondo il quesito posto dal Giudice, dovrà determinare l'eventuale danno ambienrale procurato al sito.

Fiscale

Eni SpA

Con quattro avvisi di accertamento notificati relativamente agli esercizi 1989, 1990, 1991 e 1992, l'Amministrazione finanziaria dello Stato ha contestato all'Agip SpA (incorporata nell'Eni SpA nel 1997) un maggior imponibile ai fini delle imposte sul reddito di circa 196 milioni di euro, rettificando in diminuzione e in aumento i prezzi di alcune partite di petrolio, rispettivamente acquistate e vendute nell'ambito del Gruppo. Queste contestazioni sono state tutte giudicate infondate e quindi annullate dalla Commissione tributaria provinciale di Milano. Gli appelli dell'Amministrazione finanziaria sono stati respinti dalla Commissione regionale di Milano o rinunciati dalla stessa Amministrazione finanziaria e si sono conclusi con la conferma delle decisioni di primo grado favorevoli alla Società. Relativamente alle sentenze del giudizio di appello, si è ormai formato il giudicato o per l'inutile decorso del termine per impugnare in Cassazione o per esplicita rinuncia a proseguire il giudizio da parte dell'Amministrazione finanziaria: conseguentemente il contenzioso deve considerarsi concluso senza oneri per la Società. Con sentenza del 7 maggio 2001, la Commissione tributaria provinciale di Milano ha altresì annullato l'accertamento con il quale l'Amministrazione finanziaria ha contestato all'Agip SpA l'utilizzo nell'esercizio 1994 della perdita fiscale dichiarata nel 1992 e rettificata con l'avviso di accertamento notificato relativamente a tale esercizio. La sentenza è stata impugnata dall'Amministrazione finanziaria davanti alla Commissione tributaria regionale di Milano che ha discusso l'appello il 19 maggio 2004; nel corso della discussione, l'Amministrazione finanziaria, in considerazione della favorevole conclusione definitiva della controversia relativa all'esercizio 1992, ha riconosciuto la correttezza del comportamento della Società. La Commissione rributaria regionale di Milano con sentenza depositata il 14 giugno 2004 ha rigettato l'appello dell'Ufficio.

Con decreto dirigenziale del 6 dicembre 2000 la Regione Lombardia ha affermato l'imponibilità del metano impiegato per la produzione di energia elettrica ai fini dell'addizionale regionale dell'imposta erariale di consumo, relativamente

alla quale la Snam (incorporata nell'Eni SpA nel 2002) agisce quale sostituto d'imposta nei confronti dei propri clienti. In considerazione delle perduranti incertezze interpretative, lo stesso decreto prevede i termini entro i quali le aziende erogatrici possono corrispondere il tributo senza oneri sanzionatori. La Snam e le altre aziende erogatrici dell'Eni non intendono avvalersi di tale possibilità perché ritengono il gas impiegato per la produzione di energia elettrica al di fuori del campo di applicazione dell'addizionale. Al riguardo è stata chiesta un'interpretazione ufficiale al Ministero dell'economia e delle finanze. Il Ministero con risoluzione del 29 maggio 2001 ha confermato l'inapplicabilità dell'imposta. La Snam, considerata l'indisponibilità della Regione a recepire la risoluzione ministeriale e a revocare il decreto dirigenziale, ha presentato ricorso al Consiglio di Stato che con sentenza notificata il 18 marzo 2002 ha dichiarato la materia non di competenza del giudice amministrativo. In relazione a ciò, se la Regione dovesse notificare gli atti impositivi per chiedere l'accisa, l'Eni impugnerà gli stessi avanti il giudice competente. In precedenza la Regione Lombardia aveva stabilito con L.R. n. 27/2001 che dal 1° gennaio 2002 non è più dovuta l'addizionale oggetto del giudizio, ma ha dichiarato comunque dovuti i relativi tributi sorti anteriormente a tale data. Il termine di decadenza per l'azione di accertamento dei tributi in oggetto è quinquennale e perciò il suo esercizio non sarà possibile oltre il 31 dicembre 2006.

Nel corso del 2003 la Circoscrizione Doganale di Taranto ha notificato all'Eni SpA, quale incorporante dell'AgipPetroli SpA, 147 avvisi di accertamento e di rettifica di altrettante bollette di importazione di prodotti finiti e semilavorati effettuate dalla raffineria di Taranto negli anni 2000, 2001 e 2002. La contestazione riguarda diritti di confine (dazi di importazione e Iva relativa) di circa 24 milioni di euro non pagati dalla Società, perché i prodotti importati sono stati destinati a lavorazioni rientranti fra i trattamenti definiti per i quali la Tariffa Doganale Comune prevede l'esenzione daziaria. Gli avvisi di accertamento non contengono la determinazione delle sanzioni amministrative previste dalla legge doganale tra il minimo di una volta e il massimo di dieci volte i diritti non corrisposti. Alla Società è contestata la mancanza dell'autorizzazione amministrativa per usufruire dell'esenzione daziaria prevista in caso di trattamento definito dei prodotti importati. Ritenendo il proprio comportamento corretto, anche alla luce della Circolare 20/D/2003, la Società ha avviato il procedimento per la risoluzione in via amministrativa previsto dalla normativa doganale chiedendo altresì al Direttore Regionale della Puglia l'annullamento in via di autotutela degli avvisi di accertamento ricevuti. Con provvedimento del 26 novembre 2004 il Direttore Regionale della Puglia ha accolto le ragioni della Società ponendo fine al contenzioso in essere con l'annullamento in autotutela dei 147 avvisi di accertamento contestati.

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

Agip Karachaganak BV

Nel luglio 2004 le competenti autorità kazake hanno notificato alle società Agip Karachaganak BV e Agip Karachaganak Petroleum Operating BV, rispettivamente azionista e società operatrice del contratto di Karachaganak, gli esiti di *audit* fiscali relativi agli esercizi 2000-2003. In sintesi le contestazioni riguardano il mancato pagamento di imposte in quota Eni per 43 milioni di dollari e la compensazione anticipata di crediti VAT in quota Eni per 140 milioni di dollari, con conseguente addebito di interessi e penali per complessivi 128 milioni di dollari. Entrambe le società hanno presentato ricorso. A seguito dell'accordo raggiunto il 18 novembre 2004, le contestazioni originarie si sono ridotte a 22 milioni di dollari in quota Eni; proseguono gli incontri per la definizione delle contestazioni residue. L'Eni ha effettuato uno stanziamento al fondo rischi.

Snam Rete Gas SpA

La Regione Sicilia con legge regionale del 26 marzo 2002, n. 2 ha istituito un tributo ambientale sulla proprietà di condotte di prima specie, con pressione massima di esercizio superiore a 24 bar, ricadenti nel proprio territorio. Il tributo è entrato in vigore a decorrere dall'aprile 2002. Snam Rete Gas SpA ha promosso le iniziative necessarie per salvaguardarsi dagli effetti del provvedimento, notificando ricorso alla Commissione tributaria provinciale di Palermo e presentando denuncia alla Commissione Europea in vista dell'apertura di una procedura di infrazione nei confronti dello Stato italiano. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, pur riconoscendo l'onere relativo al tributo come costo operativo dell'attività di trasporto, ha subordinato l'inserimento in tariffa alla dichiarazione definitiva di legittimità del tributo da parte delle autorità competenti. In relazione a ciò, l'Autorità ha pubblicato per gli anni termici 2002-2003 (delibera n. 146/2002) e 2003-2004 (delibera n. 71/2003) due "set" di tariffe: uno che non tiene conto del tributo e l'altro che lo include e che sarà applicato automaticamente e con effetto retroattivo nel caso venga riconosciuta la sua legittimità. Il 10 settembre 2002, Snam Rete Gas ha

presentato ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale (TAR) per la Lombardia al fine di ottenere l'immediata applicazione delle tariffe di trasporto comprensive del tributo. Con sentenza del 20 dicembre 2002 il TAR ha ritenuto la norma siciliana istitutiva del tributo in contrasto con l'ordinamento comunitario e pertanto non ha accolto il ricorso. Sulla base della sentenza dal dicembre 2002 Snam Rete Gas ha sospeso i pagamenti. L'onere complessivo sostenuto è stato di 86,1 milioni di euro. La Regione Sicilia nel gennaio 2003 ha presentato ricorso al Consiglio di Stato contro la sentenza del TAR nella parte in cui dichiara, in via incidentale, il contrasto del tributo regionale con l'ordinamento comunitario. La Commissione Europea, il 16 dicembre 2003, ha ritenuto che la Repubblica Italiana, per effetto dell'istituzione del tributo ambientale siciliano, sia venuta meno agli obblighi comunitari nonché all'accordo di cooperazione tra la Comunità Economica Europea e la Repubblica Democratica Popolare di Algeria; il tributo ambientale, secondo la Commissione, viola la Tariffa Doganale Comune nella misura in cui altera la parificazione degli oneri doganali gravanti sulle merci importate da paesi terzi, rischia di creare sviamenti di traffico nei rapporti con questi paesi e distorsioni nella libera circolazione o nelle condizioni di concorrenza tra gli Stati membri. La Commissione inizialmente ha invitato il Governo italiano a trasmettere le proprie osservazioni in merito e successivamente, con proprio parere motivato del 7 luglio 2004 ha formalmente chiesto all'Italia di abrogare il tributo. Lo Stato italiano, entro il termine di due mesi dal ricevimento del parere, non ha provveduto all'abrogazione del tributo; pertanto il 20 dicembre 2004 la Commissione Europea ha trasmesso gli atti alla Corte di Giustizia Europea perché si pronunci con sentenza. Relativamente agli aspetti tributari, con sentenza depositata il 5 gennaio 2004, la Commissione Tributaria Provinciale di Palermo ha dichiarato illegittimo il tributo ambientale della Regione Sicilia perché in contrasto con la normativa comunitaria e ha accolto il ricorso presentato da Snam Rete Gas per il rimborso della prima rata versata nel mese di aprile 2002 di 10,8 milioni di euro, disponendo la restituzione di tale somma da parte della Regione Sicilia. La Regione Sicilia il 4 maggio 2004 ha dato esecuzione alla sentenza contro la quale il 2 aprile 2004 aveva presentato ricorso avanti alla Commissione Tributaria Regionale di Palermo che, con sentenza depositata il 4 marzo 2005 ha disposto il rigetto dell'appello presentato dalla Regione Sicilia e confermato il giudizio di 1° grado di illegittimità del tributo ambientale. Relativamente alle restanti sette rate del tributo versate successivamente all'aprile 2002 (75,3 milioni di euro), la Commissione Tributaria Provinciale di Palermo, con sentenza depositata il 5 gennaio 2005, ha confermato l'illegittimità del tributo ambientale e ha condannato la Regione Sicilia alla restituzione delle somme pagate da Snam Rete Gas, oltre agli interessi di legge a decorrere dalla domanda giudiziale di rimborso. Il 3 novembre 2003, la Regione Sicilia, a seguito della procedura di liquidazione della dichiarazione annuale sul tributo presentata da Snam Rete Gas per l'anno 2002, ha notificato alla Società un avviso di liquidazione per imposta, sanzioni e interessi (pari complessivamente a 14,2 milioni di euro), a fronte dell'omesso pagamento della rata di dicembre 2002. Il 30 dicembre 2003 Snam Rete Gas ha presentato ricorso e contestuale istanza di sospensione della riscossione contro l'avviso di liquidazione emesso dalla Regione Sicilia avanti alla Commissione Tributaria Provinciale di Palermo. Quest'ultima, con sentenza depositata il 25 giugno 2004 ha accolto il ricorso di Snam Rete Gas disponendo l'annullamento dell'avviso di liquidazione emesso dalla Regione Sicilia. Contro la decisione della Commissione Tributaria Provinciale la Regione Sicilia ha presentato ricorso il 13 settembre 2004. Con sentenza del 7 marzo 2005 la Commissione Tributaria Regionale di Palermo riunitasi il 10 febbraio 2005 ha disposto il rigetto dell'appello e confermato il giudizio di 1° grado favorevole alla società. L'onere del tributo in ogni caso non graverà su Snam Rete Gas perché qualora il tributo fosse ritenuto illegittimo nelle altre sedi giudiziarie, la società avrà diritto alla restituzione delle somme versate; in caso contrario, l'Autorità ha previsto con le delibere n. 146/2002 e n. 71/2003 la sua inclusione in tariffa con effetto automatico e retroattivo.

Altri procedimenti giudiziari o arbitrali

Syndial SpA (ex EniChem SpA) - Serfactoring SpA

Nel 1991 Agrifactoring SpA ha avviato un'azione giudiziaria contro Serfactoring SpA (società partecipata al 49% dalla ex Serfi SpA, ora Sofid SpA, a sua volta controllata dall'Eni SpA). La pretesa ha per oggetto crediti per 182 milioni di euro (oltre interessi e rivalutazione) relativi a forniture di fertilizzanti che originariamente erano vantati dall'EniChem Agricoltura SpA (successivamente Agricoltura SpA, in liquidazione, ora incorporata nell'EniChem SpA) e Terni Industrie Chimiche SpA (incorporata da Agricoltura SpA, in liquidazione) nei confronti di Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche cedevano questi crediti a Serfactoring, che poi conferiva ad Agrifactoring mandato per il loro incasso. Agrifactoring garantiva di pagare l'ammontare di tali crediti a Serfactoring a prescindere dall'effettivo incasso. Successivamente al pagamento effettuato da Agrifactoring a Serfactoring, Agrifactoring è stata posta in liquidazione e il liquidatore ha avviato nel 1991 il suddetto procedimento contro Serfactoring per chiedere la restituzione di 182 milioni di euro, affermando che si era verificata la decadenza della garanzia di pagamento a suo tempo pattuita in conseguenza dell'intervenuta messa in liquidazione del debitore Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche hanno agito a loro volta contro Agrifactoring in liquidazione chiedendo complessivamente 97 milioni di euro a titolo di risarcimento dei danni derivanti dall'attività svolta in qualità di mandatario. L'ammontare di queste richieste di risarcimento è stato successivamente ridotto a 40 milioni di euro a seguito del pagamento parziale dei crediti originari da parte del liquidatore della Federconsorzi e a seguito di altre compensazioni. Le cause riunite sono state decise con sentenza parziale depositata il 24 febbraio 2004: la domanda di Agrifactoring è stata rigettata e questa società condannata al pagamento delle somme chieste da Serfactoring e al risarci-

mento del danno in favore di Agricoltura, da determinare nel proseguimento del giudizio. Agrifactoring ha appellato la predetta sentenza parziale avanti la Corte d'Appello di Roma chiedendo l'annullamento della sentenza impugnata e l'accoglimento di tutte le domande formulate in primo grado. In particolare, previo rinnovo o integrazione della Consulenza tecnica di ufficio, Agrifactoring ha chiesto la condanna di Serfactoring al pagamento della somma di circa 180 milioni di euro e il rigetto di tutte le domande di parte avversa, con condanna alle spese del doppio grado di giudizio. Il 15 luglio si è svolta l'udienza di prima comparizione e all'udienza del 13 gennaio 2005 il Giudice ha rinviato la causa all'udienza collegiale del 16 marzo 2007. Per le restanti domande non decise con l'anzidetta sentenza parziale, il Tribunale di Roma si è riservato di decidere in merito alla richiesta avanzata da Agrifactoring di sospensione dell'istruttoria sino alla definizione del giudizio di appello, ex art. 279 codice di procedura civile. All'udienza del 10 dicembre 2004, il Giudice ha trattenuto la causa in decisione assegnando alle parti i termini di legge per il deposito delle comparse conclusionali e per le repliche.

Syndial SpA (ex EniChem SpA)

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

Snamprogetti SpA

Nel dicembre 2002 la Snamprogetti SpA aveva presentato alla Camera di Commercio Internazionale di Parigi la richiesta di arbitrato nei confronti di Fertilizantes Nitrogenados de Venezuela - Fertinitro CEC - committente dell'impianto realizzato in Venezuela. Nel dicembre 2004 Fertinitro e Snamprogetti hanno raggiunto un accordo transattivo che prevede: (i) l'accettazione finale dell'impianto; (ii) la restituzione della *Stand-by Letter of Credit*; (iii) la compensazione tra le parti dei crediti per la concessione delle licenze vantati da Snamprogetti con il riconoscimento a Fertinitro di un conguaglio di 6,5 milioni di dollari USA; (iv) la rinuncia di entrambe le parti a tutte le richieste/*claims* avanzati nell'arbitrato stesso. Nel dicembre 2004 Snamprogetti ha eseguito l'accordo.

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

Eni SpA

Nel marzo 1999 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, a conclusione dell'istruttoria avviata nel 1997, ha: (i) riscontrato da parte della Snam SpA (incorporata nell'Eni SpA nel 2002) l'abuso di posizione dominante nel mercato del trasporto e distribuzione primaria del gas naturale in relazione alle tariffe di vettoriamento applicate e all'ammissibilità dei produttori al vettoriamento; (ii) irrogato la sanzione pecuniaria di 2 milioni di euro; (iii) chiesto l'eliminazione delle infrazioni accertate. La Snam, nella convinzione di aver operato nel pieno rispetto delle disposizioni di legge, ha impugnato il provvedimento in questione avanti al Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio, chiedendone incidentalmente la sospensione degli effetti. Con ordinanza del 26 maggio 1999, il Tribunale Amministrativo Regionale, rilevando tra l'altro come le prescrizioni imposte alla ricorrente sembrino essere in contrasto con il quadro di riferimento delineato dalla legge n. 9/1991 e con le linee ispiratrici della direttiva 98/30/CE, ha accolto la richiesta di sospensiva. L'Autorità garante della concorrenza e del mercato non ha impugnato la decisione sospensiva del Tribunale Amministrativo Regionale. È pendente avanti al Tribunale Amministrativo Regionale il giudizio di merito sulla questione.

Con provvedimento del 9 dicembre 2004, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha avviato un'istruttoria avente a oggetto i rifornimenti di carburante per aviazione (*jet fuel*). Il procedimento è stato aperto nei confronti di sei società petrolifere nazionali, tra cui l'Eni, e di alcune società, controllate congiuntamente dalle società petrolifere, che svolgono attività di stoccaggio e messa a bordo dei carburanti negli aeroporti di Roma Fiumicino, Milano Linate e Milano Malpensa. L'istruttoria è volta ad accertare la sussistenza di una presunta infrazione del divieto di intese restrittive della libertà di concorrenza, che consisterebbe nella ripartizione tra le società petrolifere delle quote relative alle forniture di prodotto alle compagnie aeree. Il termine di conclusione del procedimento è fissato per il 31 marzo 2006.

I procedimenti promossi dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato in relazione ad asseriti comportamenti dell'Eni lesivi della concorrenza (BluGas, concluso nell'ottobre 2004, e Trans Tunisian Pipeline Co avviato nel febbraio 2005) sono indicati nella "Relazione sulla gestione al bilancio consolidato - Andamento operativo - Settore Gas & Power - Regolamentazione" e si considerano parte integrante delle presenti note.

GNL Italia SpA

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

Polimeri Europa SpA e Syndial SpA

Nel dicembre del 2002 sono state avviate indagini concernenti possibili violazioni della normativa antitrust commesse nel settore degli elastomeri. Tali indagini sono state avviate contestualmente dalle autorità statunitensi e da quelle europee. Il primo prodotto oggetto d'indagine è stato l'EP(D)M: la Commissione Europea, a seguito di un'ispezione condotta presso le aziende produttrici, tra cui Polimeri Europa e Syndial, ha chiesto ulteriori informazioni alle due società e anche alla società controllante Eni SpA. A completamento delle indagini, la Commissione ha deciso di aprire la procedura per l'accertamento della presunta infrazione e l'8 marzo 2005 ha notificato a Eni, Polimeri Europa e a Syndial la comunicazione degli addebiti, atto introduttivo di tale procedura. L'EP(D)M è stato oggetto d'indagine anche negli Stati Uniti, dove l'autorità procedente in sede penale è il *Department of Justice* (*DOJ*) di San Francisco che ha richiesto informazioni e documentazione alla Polimeri Europa Americas Inc, controllata statunitense della Polimeri Europa e al vicepresidente e responsabile commerciale della società. Le indagini sono ancora in corso. Sono state avviate azioni collettive (*class action*) in sede civile per il risarcimento del danno derivante dalla presunta infrazione. Le indagini sono state successivamente estese ad altri prodotti: NBR, CR, BR, SSBR e SBR. I prodotti BR, SBR e SSBR sono oggetto d'indagine solo in sede comunitaria. Relativamente all'SSBR, il 26 gennaio 2005 la Commissione ha comunicato l'archiviazione. Per gli altri due prodotti si attendono le determinazioni della Commissione. Relativamente all'NBR, è in corso un'indagine in sede comunitaria e negli Stati Uniti, dove sono state instaurate *class actions* in sede civile. Relativamente al CR l'indagine è in corso solo negli Stati Uniti: il DOJ ha ottenuto la cooperazione degli altri due concorrenti presenti sul mercato americano e anche Polimeri Europa e Syndial hanno deciso di cooperare. Il caso è prossimo alla conclusione. Relativamente al CR sono in corso azioni in sede civile per il risarcimento del danno. A fronte di questo contenzioso l'Eni ha stanziato un fondo.

Stoccaggi Gas Italia SpA

Con delibera del 27 febbraio 2002, n. 26 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha fissato i criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio di modulazione, minerario e strategico relative al primo periodo di regolazione (dal 1° aprile 2002 al 31 marzo 2006) e con effetto retroattivo dal 21 giugno 2000. Il 18 marzo 2002 la Stoccaggi Gas Italia (Stogit) ha presentato le proprie proposte tariffarie per il primo periodo di regolazione sulla base dei criteri fissati dall'Autorità. Le proposte di Stogit sono state rigettate dall'Autorità che con la delibera del 26 marzo 2002, n. 49 ha stabilito le tariffe per il primo periodo di regolazione. La Stogit ha applicato le tariffe stabilite dalle delibere n. 26/2002 e n. 49/2002, ma ha impugnato tali delibere per ottenerne l'annullamento avanti al Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia che, con sentenza del 29 settembre 2003, ha respinto il ricorso presentato dalla Stogit. Il 3 febbraio 2004 la Stogit ha presentato appello al Consiglio di Stato contro la sentenza di primo grado.

Distribuidora de Gas Cuyana SA

L'Ente nazionale di regolamentazione del settore gas in Argentina ("Enargas") ha avviato un procedimento di infrazione nei confronti di alcuni operatori del settore tra cui la Distribuidora de Gas Cuyana SA, società controllata dell'Eni. L'Enargas contesta alla società di non aver correttamente calcolato i fattori di conversione dei volumi per ricondurli a condizioni standard ai fini della fatturazione ai clienti e intima alla società di correggere, a partire dalla data della notifica (31 marzo 2004), i fattori di conversione nei termini della regolamentazione in vigore, senza pregiudizio dei risarcimenti e sanzioni che possano emergere dall'istruttoria in corso. La società, impregiudicato ogni diritto di impugnativa del provvedimento, il 27 aprile 2004 ha presentato all'Enargas una memoria difensiva. Al momento non è possibile quantificare eventuali effetti negativi sui risultati operativi tenuto conto che il procedimento è nella fase iniziale.

Altri impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale

Gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati dall'Eni sono indicati nelle "Informazioni sulla gestione - Andamento operativo - Settore Gas & Power - Approvvigionamenti di gas naturale" e si considerano parte integrante delle presenti note.

A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali l'Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. L'Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Regolamentazione in materia ambientale

Come le altre società del settore, l'Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, comprese le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali, relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. In particolare queste norme prevedono l'acquisizione di permessi prima dell'avvio della perforazione; pongono limitazioni al tipo, alla concentrazione e alla quantità delle diverse sostanze che possono essere rilasciate nell'ambiente durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione; limitano o proibiscono l'attività di perforazione in terreni situati in aree protette; prevedono sanzioni di natura penale e civile a carico dei responsabili nel caso di inquinamento ambientale che dovesse risultare dall'esercizio di attività nei settori degli idrocarburi o della petrolchimica. La normativa ambientale pone limiti anche alle emissioni nell'atmosfera e agli scarichi in acque superficiali e sotterranee da parte di impianti petroliferi, petrolchimici, di raffinazione e di trasporto. Le attività dell'Eni, inoltre, sono soggette a disposizioni normative specifiche relative alla produzione, al trasporto, allo stoccaggio, allo smaltimento e al trattamento dei rifiuti. Le normative in materia ambientale hanno un impatto notevole sulle attività dell'Eni. Rischi di costi e responsabilità ambientali sono inerenti ad alcune delle attività e ad alcuni dei prodotti dell'Eni, così come accade alle altre imprese impegnate negli stessi settori. Sebbene l'Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato per il rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi stanziati – tuttavia non può essere escluso con certezza che l'Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del decreto del Ministro dell'ambiente n. 471/1999; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente, quali quelli derivanti dal decreto del Ministro dell'ambiente n. 367 pubblicato l'8 gennaio 2004 sulla Gazzetta Ufficiale, riguardante la fissazione di standard di qualità dell'ambiente acquatico per le sostanze pericolose e dal decreto legislativo in materia di autorizzazione ambientale integrata (IPPC) approvato e in attesa di pubblicazione in Gazzetta Ufficiale, nonché gli effetti che potranno derivare dall'emanando decreto legislativo di recepimento della direttiva 2000/60/CE, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque, e dai decreti legislativi che saranno emanati in attuazione: a) della legge 15 dicembre 2004, n. 308 che ha delegato il Governo al riordino, entro 18 mesi, della normativa in materia di gestione dei rifiuti e bonifica dei siti contaminati, tutela delle acque dall'inquinamento e gestione delle risorse idriche, tutela risarcitoria contro i danni ambientali, procedure per la valutazione dell'impatto ambientale (VIA) e per la valutazione ambientale strategica (VAS), nonché tutela dell'aria e riduzione delle emissioni in atmosfera; b) della legge comunitaria 2004, attualmente all'esame del Senato in seconda lettura, per il recepimento della direttiva 2003/87/CE che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra nella Comunità (*Emission Trading*), e della direttiva 2004/35/CE relativa alla responsabilità ambientale in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

15 Valore della produzione

Di seguito si analizzano le principali voci che compongono il "Valore della produzione" e si espone il raccordo con le voci del conto economico riclassificato in conformità ai principi contabili internazionali riportato alla nota n. 25. I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

Ricavi delle vendite e delle prestazioni

Nelle tabelle seguenti è indicata la ripartizione per settore di attività e per area geografica di destinazione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni.

Settori di attività

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Exploration & Production	5.649	5.786	6.285
Gas & Power	14.673	15.615	16.806
Refining & Marketing	36.020	37.501	42.280
Petrolchimica	3.770	4.050	4.919
Ingegneria e Costruzioni	2.935	4.255	4.508
Altre attività	700	444	477
Corporate e società finanziarie	125	159	119
	63.872	**67.810**	**75.394**

A seguito dell'incorporazione dell'EniData SpA nell'Eni SpA i ricavi dell'attività informatica relativi agli esercizi 2002 e 2003 sono stati riclassificati dalle "Altre attività" all'attività "Corporate e società finanziarie".

Aree geografiche di destinazione

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Italia	36.587	37.878	40.012
Resto dell'Unione Europea	12.010	13.835	16.985
Resto dell'Europa	3.868	3.515	4.174
Africa	3.409	3.533	4.392
Americhe	5.340	5.782	5.821
Asia	2.630	3.183	3.465
Altre Aree	28	84	545
	63.872	**67.810**	**75.394**

I ricavi per area geografica di destinazione relativi agli esercizi 2002 e 2003 sono stati riclassificati per tenere conto dell'inserimento nell'Unione Europea di 10 nuovi Stati. In particolare, sono stati riclassificati rispettivamente 524 e 1.076 milioni di euro dall'area geografica "Resto dell'Europa" all'area geografica "Resto dell'Unione Europea".

Ricavi netti della gestione caratteristica

I ricavi netti della gestione caratteristica, indicati nel conto economico riclassificato di cui alla nota n. 25, sono così determinati:

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	63.872	67.810	75.394
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	1.127	1.150	1.108
a dedurre:			
- accise	(13.139)	(13.520)	(14.060)
- vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.511)	(1.490)	(1.763)
- prestazioni fatturate a *partner* per attività in *joint venture*	(1.566)	(1.505)	(1.175)
- vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito	(861)	(958)	(1.122)
	47.922	51.487	58.382

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 21.

Altri ricavi e proventi

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Plusvalenze da vendite di immobilizzazioni	198	109	413
Utilizzo fondi per rischi e oneri eccedenti	86	111	94
Locazioni e affitti di azienda	116	103	93
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	56	54	89
Risarcimento danni	22	73	82
Differenziali su contratti derivati	50	49	61
Proventi relativi al personale	53	47	40
Rivalutazioni di crediti compresi nell'attivo circolante (1)	101	30	21
Contributi in conto esercizio	26	11	10
Altri proventi	425	362	453
Totale come da schema di conto economico legale	**1.133**	**949**	**1.356**
a dedurre:			
- rimborso di costi per personale	(53)	(36)	(35)
- rimborso *royalties*			(23)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**1.080**	**913**	**1.298**

(1) Riguarda l'utilizzo del fondo svalutazioni crediti.

Le plusvalenze da vendite di immobilizzazioni di 413 milioni di euro si riferiscono principalmente al settore Exploration & Production (393 milioni di euro) e riguardano essenzialmente la vendita di *asset* minerari (371 milioni di euro).

69421 1429

16 Costi della produzione

Di seguito sono analizzate le principali voci dei "Costi della produzione" e il raccordo con le voci del conto economico riclassificato indicato alla nota n. 25. I motivi delle variazioni sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della Relazione sulla gestione.

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	25.229	26.449	30.539
Costi per servizi	8.614	10.431	10.675
Costi per godimento di beni di terzi	1.454	1.407	1.600
Svalutazioni di crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	95	122	85
Variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	17	38	6
Variazione delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti	(216)	48	(171)
Accantonamenti per rischi	114	118	94
Altri accantonamenti	413	342	499
Oneri diversi di gestione	14.092	14.371	14.934
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	**49.812**	**53.326**	**58.261**
a dedurre:			
- accise	(13.139)	(13.520)	(14.060)
- acquisti in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.511)	(1.490)	(1.763)
- prestazioni nell'interesse di *partner* per attività in *joint venture*	(1.566)	(1.505)	(1.175)
- acquisti da gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito	(861)	(958)	(1.122)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(842)	(1.277)	(1.010)
- rimborso *royalties*			(23)
- costi per personale in comando		(10)	(16)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**31.893**	**34.566**	**39.092**

I *costi per servizi* comprendono compensi di intermediazione per 6, 19 e 26 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2002, 2003 e 2004.

I *costi per godimento di beni di terzi* comprendono *royalties* su prodotti petroliferi estratti per 508, 538 e 744 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2002, 2003 e 2004.

Gli *accantonamenti per rischi* comprendono accantonameuti per rischi e oneri ambientali per 16, 36 e 40 milioni di euro e accantonamenti per contenziosi per 21, 18 e 32 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2002, 2003 e 2004.

Gli *altri accantonamenti* comprendono accantonamenti al fondo smantellamento e ripristino siti per 179, 166 e 311 milioni di euro, al fondo manutenzioni cicliche e per revisione navi e aeromobili per 19, 20 e 19 milioni di euro e alla riserva sinistri e premi delle compagnie di assicurazione per 63, 16 e 58 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2002, 2003 e 2004.

Gli *oneri diversi di gestione* riguardano essenzialmente le imposte indirette, principalmente accise sugli oli minerali (13.146, 13.577 e 14.154 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2002, 2003 e 2004), nonché le minusvalenze da radiazione e cessione di immobilizzazioni materiali e immateriali (146, 116 e 162 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2002, 2003 e 2004).

Costi per il personale

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Salari e stipendi	2.441	2.412	2.481
Oneri sociali	650	693	672
Trattamento di fine rapporto	121	126	124
Trattamento di quiescenza e simili	15	31	58
Altri costi	119	91	99
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	**3.346**	**3.353**	**3.434**
a incremento:			
- costi per personale in comando		10	16
a dedurre:			
- rimborsi di costi per il personale	(53)	(36)	(35)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(190)	(161)	(151)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**3.103**	**3.166**	**3.264**

Ammortamenti e svalutazioni delle immobilizzazioni

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Ammortamenti:			
- immobilizzazioni immateriali	1.423	1.266	1.043
- immobilizzazioni materiali	3.543	3.447	3.525
	4.966	**4.713**	**4.568**
Svalutazioni:			
- immobilizzazioni immateriali	95	30	2
- immobilizzazioni materiali	447	411	293
	542	**441**	**295**
Totale come da schema di conto economico legale	**5.508**	**5.154**	**4.863**
a dedurre:			
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(4)	(3)	(2)
Totale come da conto economico riclassificato	**5.504**	**5.151**	**4.861**

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 3,500, 4,500 e 4,500 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2002, 2003 e 2004. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a 0,555, 0,641 e 0,688 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2002, 2003 e 2004.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco nell'Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per l'Eni.

CASTELLINI PAOLO DI ENRICO NOTAIO IN ROMA

69421/431

17 Proventi e oneri finanziari e rettifiche di valore di attività finanziarie

Proventi e rivalutazioni di partecipazioni

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Proventi da partecipazioni			
Dividendi	32	22	72
Plusvalenze da vendite	55	39	36
Altri	17	11	3
	104	**72**	**111**
Rivalutazioni di partecipazioni	184	189	200
	288	**261**	**311**

I *dividendi* derivano da partecipazioni valutate al costo.

Le *plusvalenze da vendite* di 36 milioni di euro, riguardano essenzialmente la vendita del 2,33% della Nuovo Pignone Holding SpA (23 milioni di euro).

Le *rivalutazioni di partecipazioni* riguardano la quota di competenza del risultato di esercizio delle partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto e le riprese di valore delle partecipazioni valutate al costo (v. nota n. 3).

Altri proventi finanziari e rivalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Altri proventi finanziari			
Proventi su contratti derivati finanziari	134	117	173
Proventi da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	96	58	88
Interessi su crediti verso banche	113	82	59
Proventi su titoli	44	34	31
Interessi su crediti di imposta	33	24	17
Altri proventi finanziari	131	150	106
	551	**465**	**474**
Rivalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni	5	5	8
	556	**470**	**482**

Interessi e altri oneri finanziari e svalutazioni di attività finanziarie

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Interessi e altri oneri finanziari			
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	204	219	247
Interessi e altri oneri verso banche	243	199	166
Oneri su contratti derivati finanziari	114	113	139
Oneri su partecipazioni	36	45	9
Altri interessi e oneri finanziari	140	167	172
	737	**743**	**733**
Svalutazioni di attività finanziarie			
Svalutazioni di partecipazioni	209	238	73
Svalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni	36	12	5
	245	**245**	**78**
	982	**988**	**811**

Gli altri interessi e oneri finanziari di 172 milioni di euro comprendono lo stanziamento al fondo rischi relativo alla cessione a British Telecom Plc del credito di 87 milioni di euro vantato verso la società collegata Albacom SpA (62 milioni di euro).

Le svalutazioni di partecipazioni riguardano la quota di competenza della perdita di esercizio delle partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto e le perdite di valore delle partecipazioni valutate al costo (v. nota n. 3).

Utili e perdite su cambi

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Utili su cambi	1.948	2.332	2.127
Perdite su cambi	(1.978)	(2.332)	(2.129)
	(30)		**(2)**

Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Immobilizzazioni materiali:			
- immobilizzazioni in corso	41	84	140
- impianti e macchinario	3	2	14
	44	**86**	**154**

18 Proventi e oneri straordinari

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Proventi straordinari			
Plusvalenze da vendite	257	290	661
Altri proventi straordinari	112	273	44
	369	**563**	**705**
Oneri straordinari			
Oneri di ristrutturazione:			
- oneri e stanziamenti a fondi per rischi e oneri	(157)	(248)	(601)
- incentivazione esodi	(114)	(116)	(54)
- svalutazioni e minusvalenze	(55)	(66)	(20)
	(326)	**(430)**	**(675)**
Altri oneri straordinari	(72)	(84)	(86)
	(398)	**(514)**	**(761)**
	(29)	**49**	**(56)**

Le *plusvalenze da vendite* di 661 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) la vendita a Mediobanca SpA di azioni rappresentative del 9,054% del capitale sociale di Snam Rete Gas SpA (519 milioni di euro); (ii) la vendita della partecipazione totalitaria nella società di distribuzione di prodotti petroliferi e di GPL Agip do Brasil SA (94 milioni di euro); (iii) la vendita del ramo di azienda smaltimento rifiuti di Ravenna (27 milioni di euro); (iv) la vendita di stazioni di servizio nel settore Refining & Marketing (12 milioni di euro).

Gli *oneri e stanziamenti a fondi per rischi e oneri* di 601 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) oneri ambientali nella Syndial SpA (162 milioni di euro) e nel settore Refining & Marketing (141 milioni di euro); (ii) l'accantonamento al fondo rischi e spese future della stima dell'onere relativo all'impegno derivante dalla partecipazione dell'Eni alla mutua assicurazione Oil Insurance Ltd connesso alla sinistrosità degli ultimi cinque esercizi (fortemente influenzata dal livello eccezionale dei sinistri verificatesi nel 2004) che sarà liquidato nei prossimi cinque esercizi (91 milioni di euro); (iii) oneri per

passività ritenute probabili in relazione alle garanzie rilasciate in occasione di operazioni di dismissione nel settore Refining & Marketing (64 milioni di euro); (iv) accantonamenti al fondo rischi per un contenzioso fiscale in Angola (39 milioni di euro) e oneri di ristrutturazione (14 milioni di euro) riferiti al processo di razionalizzazione delle attività nel Regno Unito nel settore Exploration & Production; (v) interventi di ristrutturazioni di siti inattivi della Syndial SpA (20 milioni di euro).

Gli *oneri per incentivazione esodi* di 54 milioni di euro riguardano principalmente i settori Refining & Marketing (20 milioni di euro), Gas & Power (10 milioni di euro) e Petrolchimica (6 milioni di euro), nonché l'aggregato Corporate e società finanziarie (11 milioni di euro).

Le *svalutazioni e minusvalenze* di 20 milioni di euro riguardano essenzialmente la svalutazione dell'impianto di produzione di solventi di Fornovo a seguito della riorganizzazione delle attività (18 milioni di euro).

19 Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Imposte correnti:			
- imprese italiane	1.451	1.583	1.138
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	2.040	2.296	3.127
- altre imprese estere	163	201	231
	3.654	**4.080**	**4.496**
a dedurre:			
- crediti di imposta su dividendi non utilizzati per il pagamento delle imposte			(39)
	3.654	**4.080**	**4.457**
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	(542)	(904)	184
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	53	67	13
- altre imprese estere	(38)	(2)	(1)
	(527)	**(839)**	**196**
	3.127	**3.241**	**4.653**

Le *imposte correnti* dell'esercizio relative alle imprese italiane di 1.138 milioni di euro riguardano l'Ires per 863 milioni di euro, l'Irap per 262 milioni di euro e imposte estere per 13 milioni di euro.

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sull'utile prima delle imposte è stata del 37,1% a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 38,5% che risulta applicando l'aliquota del 33% (Ires) all'utile prima delle imposte e del 4,25% (Irap) al valore netto della produzione, come previsto dalla normativa fiscale italiana.

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

(%)	2002	2003	2004
Aliquota teorica	**42,1**	**39,9**	**38,5**
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:			
- maggiore incidenza fiscale delle imprese estere	2,7	7,4	5,4
- differenze permanenti	0,8	(0,2)	(0,9)
- rivalutazione di imposte anticipate			(1,0)
- effetto fiscale netto conseguente all'applicazione della legge n. 448/2001		(3,1)	(2,0)
- effetto fiscale netto conseguente all'applicazione della legge di rivalutazione n. 342/2000	(4,7)	(3,6)	(2,1)
- benefici derivanti dall'applicazione di norme tributarie agevolative	(4,9)	(1,4)	
- effetto fiscale netto conseguente alla rivalutazione dei beni (legge finanziaria 2004)		(4,4)	
- altre motivazioni	1,5	(0,1)	(0,8)
	(4,6)	**(5,4)**	**(1,4)**
	37,5	**34,5**	**37,1**

Le differenze permanenti relative all'esercizio 2004 comprendono la plusvalenza conseguita dalla vendita di azioni rappresentative del 9,054% del capitale sociale di Snam Rete Gas SpA (1,4%). L'effetto fiscale netto conseguente all'applicazione della legge n. 448/2001 si riferisce alla Stoccaggi Gas Italia SpA che si è avvalsa della facoltà di allineare il valore fiscale al valore di conferimento dei beni ricevuti nel 2001 dall'Eni SpA e dalla Snam SpA mediante il versamento dell'imposta sostitutiva del 9%. Nel corso del 2004 sono state rilevate imposte anticipate sulle rimanenze di gas naturale in precedenza svalutate perché il loro recupero non veniva considerato ragionevolmente certo considerato che la legge 170/1974 non prevedeva un limite al rinnovo delle concessioni di stoccaggio; la recente legge 239/2004 stabilisce che i titolari delle concessioni di stoccaggio possono usufruire di non più di due proroghe di 10 anni e, in relazione a ciò, è venuto meno il dubbio sulla ragionevole certezza del recupero d'imposta. La rivalutazione di imposte anticipate è conseguente all'inclusione della Syndial SpA nel Consolidato fiscale nazionale che ha consentito la rilevazione di imposte anticipate riferite essenzialmente a fondi rischi e a svalutazioni di immobilizzazioni materiali non dedotti. L'effetto fiscale netto conseguente alla rivalutazione dei beni, relativo all'esercizio 2003, si riferisce alla facoltà, concessa dalla Legge finanziaria 2004 e di cui si sono avvalse alcune società del Gruppo, di rivalutare i beni nei limiti delle rettifiche di valore operate esclusivamente in applicazione di norme tributarie mediante il versamento dell'imposta sostitutiva del 19%.

20 Utile per azione

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

Ai fini di una corretta comparazione dell'utile per azione realizzato negli esercizi messi a confronto, il numero delle azioni emesse a titolo gratuito negli esercizi 2003 e 2004 è portato in aumento del numero delle azioni in circolazione negli esercizi 2002 e 2003. Sulla base di questo criterio, il numero medio delle azioni in circolazione è risultato di 3.828.447.971, di 3.779.938.557 e di 3.771.692.584 rispettivamente negli esercizi 2002, 2003 e 2004.

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

21 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Le informazioni per settore di attività e per area geografica sono coerenti alle previsioni del principio contabile internazionale IAS n. 14 aggiornato. I valori complessivi delle informazioni sono quelli indicati negli schemi di bilancio riclassificati secondo i principi contabili internazionali riportati alla nota n. 25.

I ricavi infrasettori sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per settore di attività

A seguito dell'incorporazione dell'EniData SpA nell'Eni SpA le informazioni per settore di attività relative all'attività informatica per gli esercizi 2002 e 2003 sono state riclassificate dalle "Altre attività" all'attività "Corporate e società finanziarie".

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrolchimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Totale
2002								
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	12.877	15.297	21.546	4.516	4.546	1.449	586	
a dedurre: ricavi infrasettori	(8.795)	(623)	(1.037)	(746)	(479)	(748)	(467)	
Ricavi da terzi	4.082	14.674	20.509	3.770	4.067	701	119	47.922
Risultato operativo	5.175	3.244	321	(126)	298	(214)	(196)	8.502
Attività direttamente attribuibili [b]	23.686	12.482	7.634	2.821	5.026	901	327	52.877
Attività non direttamente attribuibili								12.931
Passività direttamente attribuibili [c]	4.764	2.969	2.861	631	2.741	2.221	887	17.074
Passività non direttamente attribuibili								20.383
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	5.615	1.313	545	145	232	119	79	8.048
Ammortamenti e svalutazioni	(3.884)	(512)	(494)	(231)	(267)	(53)	(63)	(5.504)
Interessi attivi	59	14	64	2	7	38	138	322
Interessi passivi	(185)	(37)	(26)	(11)	(10)	(3)	(296)	(568)
2003								
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	12.746	16.067	22.148	4.487	6.306	1.178	700	
a dedurre: ricavi infrasettori	(8.468)	(450)	(621)	(438)	(897)	(733)	(538)	
Ricavi da terzi	4.278	15.617	21.527	4.049	5.409	445	162	51.487
Risultato operativo	5.746	3.627	583	(176)	311	(293)	(281)	9.517
Attività direttamente attribuibili [b]	23.433	15.824	8.025	2.523	5.361	856	614	56.636
Attività non direttamente attribuibili								10.700
Passività direttamente attribuibili [c]	4.629	3.007	2.835	612	3.463	2.139	984	17.669
Passività non direttamente attribuibili								21.349
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	5.681	1.760	730	141	278	70	142	8.802
Ammortamenti e svalutazioni	(3.360)	(567)	(494)	(248)	(271)	(107)	(104)	(5.151)
Interessi attivi	37	7	18	1	21	3	110	197
Interessi passivi	(141)	(20)	(16)	(7)	(14)	(2)	(374)	(574)
2004								
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	15.349	17.258	26.094	5.417	6.494	1.279	851	
a dedurre: ricavi infrasettori	(10.231)	(450)	(759)	(499)	(888)	(800)	(733)	
Ricavi da terzi	5.118	16.808	25.335	4.918	5.606	479	118	58.382
Risultato operativo	8.017	3.463	965	271	260	(244)	(269)	12.463
Attività direttamente attribuibili [b]	23.348	16.998	8.330	2.799	5.191	709	1.166	58.541
Attività non direttamente attribuibili								10.571
Passività direttamente attribuibili [c]	4.406	3.121	3.175	630	3.174	2.073	1.615	18.194
Passività non direttamente attribuibili								18.452
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	4.912	1.446	669	99	209	48	120	7.503
Ammortamenti e svalutazioni	3.286	579	469	109	251	60	107	4.861
Interessi attivi	30	5	9	1	10	2	144	202
Interessi passivi	(118)	(17)	(10)	(4)	(22)	(1)	(403)	(575)

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

Informazioni per area geografica

Attività e investimenti per area geografica di localizzazione

(milioni di euro)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Africa	Americhe	Asia	Altre aree	Totale
2002								
Attività direttamente attribuibili [a]	24.524	7.150	3.519	9.122	3.432	4.385	745	52.877
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.396	567	284	2.497	721	1.333	250	8.048
2003								
Attività direttamente attribuibili [a]	27.355	7.229	3.466	10.509	2.921	4.801	355	56.636
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.708	1.067	302	3.026	369	795	535	8.802
2004								
Attività direttamente attribuibili [a]	28.578	8.540	2.843	10.927	2.288	5.086	279	58.541
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.613	370	387	2.626	356	1.073	78	7.503

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Le informazioni per area geografica relative agli esercizi 2002 e 2003 sono state riclassificate per tener conto dell'inserimento nell'Unione Europea di 10 nuovi Stati. In particolare sono stati riclassificati dall'area geografica "Resto dell'Europa" all'area geografica "Resto dell'Unione Europea" rispettivamente 344 e 539 milioni di euro per le "Attività direttamente attribuibili" e 21 e 32 milioni di euro per gli "Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali".

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Italia	23.797	25.491	27.096
Resto dell'Unione Europea	8.974	10.785	13.469
Resto dell'Europa	4.188	3.303	3.743
Africa	2.478	5.854	4.105
Americhe	5.317	2.778	5.790
Asia	3.154	3.245	3.631
Altre aree	14	31	548
	47.922	51.487	58.382

I ricavi per area geografica di destinazione relativi agli esercizi 2002 e 2003 sono stati riclassificati per tenere conto dell'inserimento nell'Unione Europea di 10 nuovi Stati. In particolare, sono stati riclassificati rispettivamente 521 e 790 milioni di euro dall'area geografica "Resto dell'Europa" all'area geografica "Resto dell'Unione Europea".

22 Valore di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, l'Eni utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Questi strumenti riguardano sia attività e passività iscritte sia contratti relativi essenzialmente a rischi fuori bilancio. Di seguito sono riportate le informazioni concernenti il valore di mercato degli strumenti finanziari.

- *Titoli:* il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.
- *Partecipazioni immobilizzate valutate al costo:* le partecipazioni immobilizzate valutate al costo non sono trattate nei mercati regolamentati; la stima del valore di mercato non è effettuata tenuto conto della scarsa significatività del valore e degli eccessivi costi che comporterebbe.
- *Partecipazioni non immobilizzate:* le partecipazioni non immobilizzate sono trattate in mercati regolamentati, il valore di mercato è pertanto rappresentato dalla loro quotazione.
- *Crediti esigibili oltre l'esercizio successivo:* il valore di mercato dei crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri applicando i tassi di interesse che l'Eni avrebbe potuto ottenere su crediti analoghi. Le differenze tra il valore contabile e il valore di mercato dei crediti, al 31 dicembre 2003 e 2004 esigibili oltre l'esercizio successivo, con esclusione dei crediti di imposta verso l'Amministrazione finanziaria italiana, non sono rilevanti. Per i crediti di imposta, il tasso di interesse riconosciuto dell'1,375% risulta nel tempo tendenzialmente in linea con quello medio di mercato.
- *Crediti esigibili entro l'esercizio successivo:* il valore contabile dei crediti esigibili entro l'esercizio successivo approssima il valore di mercato considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra la concessione del credito e la sua scadenza.
- *Obbligazioni, debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine:* il valore di mercato delle obbligazioni e dei debiti finanziari a lungo termine, inclusa la quota a breve, è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri calcolato applicando il costo corrente della provvista per debiti analoghi.
- *Debiti finanziari a breve termine:* il valore contabile dei debiti finanziari a breve termine approssima il valore di mercato considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra l'accensione del prestito e la sua scadenza.
- *Debiti commerciali e diversi esigibili oltre l'esercizio successivo:* il valore di mercato dei debiti commerciali e diversi esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri. Le differenze tra il valore contabile e il valore di mercato dei debiti commerciali e diversi al 31 dicembre 2003 e 2004 esigibili oltre l'esercizio successivo non sono rilevanti.

	31.12.2003		31.12.2004	
(milioni di euro)	Valore contabile	Valore di mercato	Valore contabile	Valore di mercato
Titoli e partecipazioni non immobilizzate (1)	1.300	1.317	1.315	1.345
Obbligazioni e debiti finanziari a lungo termine, inclusa la quota a breve (2)	8.826	9.099	8.610	8.824

(1) Il valore contabile è decrementato delle azioni proprie e dei titoli scadenti entro 90 giorni.
(2) Il valore contabile è incrementato del valore di mercato dei debiti finanziari a tasso fisso acquisiti iscritti alla voce "Ratei e risconti" del passivo patrimoniale e decrementato degli interessi impliciti iscritti alla voce "Ratei e risconti" dell'attivo patrimoniale.

- *Contratti derivati:* il valore di mercato dei contratti derivati generalmente riflette l'ammontare stimato che l'Eni dovrebbe pagare o ricevere per porre termine ai contratti alla data di riferimento includendo, quindi, gli utili o le perdite non realizzati relativi ai contratti ancora aperti. Per stimare il valore di mercato dei contratti derivati sono state utilizzate le quotazioni degli operatori di borsa o adeguati modelli di *pricing*. Il valore contabile posto a confronto con il valore di mercato rappresenta l'ammontare dei differenziali dei tassi di interesse e dei tassi di cambio maturati ma non ancora liquidati alla chiusura dell'esercizio, nonché l'adeguamento al cambio di fine esercizio dei contratti derivati su tassi di cambio relativi ad attività e passività iscritte in bilancio. Il valore contabile e il valore di mercato non sono pertanto comparabili.

	31.12.2003		31.12.2004	
(milioni di euro)	Valore contabile	Valore di mercato	Valore contabile	Valore di mercato
Contratti derivati su tassi di interesse:				
- attività	22	72	39	39
- passività	(17)	(117)	(18)	(135)
Contratti derivati su tassi di cambio:				
- attività	175	289	277	344
- passività	(104)	(71)	(118)	(46)

23 Rapporti con parti correlate

Secondo quanto previsto dalla Commissione Nazionale per le Società e la Borsa con la comunicazione n. 97001574 del 20 febbraio 1997 e successive modificazioni, si illustrano di seguito i principali rapporti con parti correlate.

Le operazioni compiute dall'Eni con le parti correlate riguardano principalmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte della ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono state compiute nell'interesse delle imprese dell'Eni.

Le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'elenco allegato; delle operazioni compiute con le imprese possedute o controllate dallo Stato si indicano, per rilevanza, soltanto quelle riguardanti il gruppo Enel.

Di seguito sono evidenziati gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate ed è indicata la natura delle operazioni più rilevanti.

Rapporti commerciali e diversi

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2004 Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	2004 Costi Beni	Costi Servizi	Ricavi Beni	Ricavi Servizi
Imprese collegate								
Agip Oil Co Ltd	4	163				53		
Albacom SpA	8	14			3	35		8
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	18				68		3
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		39			2	791	1	
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochinger GmbH	10						108	
Blue Stream Pipeline Co BV	43	10				121		5
Bronberger & Kessler Handelsgesellschaft U. Gilg & Schweiger GmbH & Co Kg	13						141	
Erg Raffinerie Mediterranee Srl	30	30		100	1.043	10	412	9
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	16						45	
Karachaganak Petroleum Operating BV	21	12				104		42
Petrobel Belayim Petroleum Co		83				240		
Promgas SpA	27	23			230		259	
Raffineria di Milazzo ScpA	6	4				245	62	
Supermetanol CA		24			79	10		
Superoctanos CA		55			212	11		1
Trans Austria Gasleitung GmbH		15				167		3
Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH		9				51		
Transitgas AG		2				59		
Unión Fenosa Gas SA			111					1
Altre (*)	83	70	98		11	85	105	16
	262	**571**	**209**	**100**	**1.580**	**2.050**	**1.133**	**88**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento								
Eni BTC Ltd			143					
Eni Gas BV	30	40	17			5		1
Eni Middle East BV			367					
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	1	1				90		
Altre (*)	32	4	10		5	22	2	20
	63	**45**	**537**		**5**	**117**	**2**	**21**
	325	**616**	**746**	**100**	**1.585**	**2.167**	**1.135**	**109**
Imprese possedute o controllate dallo Stato								
Gruppo Enel	234	3			2	20	1.287	350
	559	**619**	**746**	**100**	**1.587**	**2.187**	**2.422**	**459**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

Si segnala inoltre l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione da società del Gruppo Cosmi Holding correlato all'Eni per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontano a circa 29 e 28 milioni di euro rispettivamente nel 2003 e nel 2004.

I rapporti più significativi riguardano:

- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'*upstream* petrolifero dalle società Agip Oil Co Ltd, Eni Gas BV, Karachaganak Petroleum Operating BV, Petrobel Belayim Petroleum Co; i servizi sono fatturati sulla base dei costi sostenuti; limitatamente all'Eni Gas BV, la garanzia rilasciata a fronte della costruzione di impianti di trattamenti di idrocarburi in Libia nonché crediti e debiti per attività di investimento e alla Karachaganak Petroleum Operating BV, la fornitura di servizi da parte dell'attività costruzioni e perforazioni dell'Eni;

69421/440

- i servizi di telefonia e trasmissione dati e le concessioni su cavi di fibre ottiche dalla società Albacom SpA;
- il vettoriamento dalla società Azienda Energia e Servizi Torino SpA;
- la vendita dei prodotti petroliferi, le prestazioni per la raffinazione del petrolio e l'acquisto per gli additivi delle benzine dalle società Bayernoil Raffineriegesellschaft GmbH, Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochinger GmbH, Bronberger & Kessler Handelsgesellschaft U. Gilg & Schweiger GmbH Co Kg, Gruppo Distribuzione Petroli Srl, Supermetanol CA e Superoctanos CA;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Blue Stream Pipeline Co BV, Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH e Transmediterranean Pipeline Co Ltd nonché, limitatamente alla Blue Stream Pipeline Co BV, la fornitura di servizi da parte dell'attività costruzioni e perforazioni dell'Eni; i rapporti relativi all'acquisizione di servizi di trasporto gas sono regolati sulla base di tariffe che consentono alla società di recuperare i costi operativi e remunerare il capitale investito; i rapporti relativi alla fornitura di servizi da parte dell'attività costruzioni e perforazioni dell'Eni sono regolati sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alla prassi seguita nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Erg Raffinerie Mediterranee Srl e dalla Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi definiti alle condizioni generalmente applicate ai terzi per la Erg Raffinerie Mediterranee Srl e in misura corrispondente ai costi sostenuti per la Raffineria di Milazzo ScpA;
- la compravendita di gas naturale all'estero con la società Promgas SpA;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Trans Austria Gasleitung GmbH e Transitgas AG; i rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alla prassi seguita nei rapporti con terzi;
- la garanzia di *performance* rilasciata alla società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa;
- la garanzia rilasciata alla società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la garanzia rilasciata alla società Eni Middle East BV a fronte degli impegni contrattuali assunti nei confronti del Governo del Regno Saudita.

I rapporti con il gruppo Enel sono relativi alla compravendita e al trasporto di gas naturale, alla vendita di olio combustibile nonché alla compravendita di energia elettrica.

Rapporti finanziari

(milioni di euro)

	31.12.2004			2004	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese collegate					
Albacom SpA	22		88		
Blue Stream Pipeline Co BV		2	768		29
EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH			250		
Planta de Regasificaciòn de Sagunto SA			65		
Raffineria di Milazzo ScpA			107		
Spanish Egyptian Gas Co SAE			404		9
Trans Austria Gasleitung GmbH	389				9
Altre (*)	52	90	55		8
	463	**92**	**1.737**		**55**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	197				9
Altre (*)	68	54	2	4	2
	265	**54**	**2**	**4**	**11**
	728	**146**	**1.739**	**10**	**66**

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti più significativi riguardano:

- la concessione di finanziamenti e di garanzie alla società Albacom SpA;
- le garanzie per affidamenti bancari alle società Blue Stream Pipeline Co BV, EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH, Planta de Regasificaciòn de Sagunto SA, Raffineria di Milazzo ScpA e Spanish Egyptian Gas Co SAE;
- il finanziamento del tratto austriaco del gasdotto Federazione Russa-Italia e la realizzazione della rete di trasporto del gas naturale rispettivamente alle società Trans Austria Gasleitung GmbH e Transmediterranean Pipeline Co Ltd.

Nel corso dell'esercizio sono stati effettuati conferimenti di rami d'azienda da/a società controllate e collegate per importi di ammontare non significativo.

24 Numero medio dei dipendenti

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

	Imprese consolidate integralmente			Imprese consolidate proporzionalmente		
	2002	2003	2004	2002	2003	2004
Dirigenti	1.484	1.634	1.747	4	1	2
Quadri	9.352	10.285	10.454	17	33	62
Impiegati	33.940	35.964	35.461	306	279	304
Operai	30.336	30.303	25.897	364	92	83
	75.112	78.186	73.559	691	405	451

Il numero medio è calcolato come semisomma del numero dei dipendenti all'inizio e alla fine dell'esercizio; i dipendenti delle imprese consolidate proporzionalmente sono indicati in misura proporzionale alla percentuale di possesso. Il numero medio dei dirigenri comprende i *manager* assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

25 Adeguamento del bilancio consolidato dell'Eni ai principi contabili generalmente accettati negli USA (U.S. GAAP)

L'Eni, in quanto società le cui azioni sono quotate al *New York Stock Exchange*, presenta alla *Securities and Exchange Commission* (*SEC*) un documento (*Form 20-F*) comprendente, tra l'alrro, l'adeguamento del bilancio consolidato italiano ai principi contabili generalmente accettati negli USA (*Generally Accepted Accounting Principles*, o *U.S. GAAP*). Per assicurare l'equivalenza dell'informativa sono di seguito indicate le informazioni contabili previste nel *Form 20-F* integrative di quelle presenti nel bilancio legale italiano.

Schemi di bilancio riclassificati secondo i principi contabili internazionali

Le voci dello schema di stato patrimoniale sono ordinate secondo il criterio di liquidità decrescente mentre quelle di conto economico riflettono sostanzialmente le voci dello schema del bilancio legale italiano salvo alcune differenti aggregazioni.

In calce agli schemi contabili internazionali è indicato il contenuto delle voci se differente da quello degli schemi contabili legali e in quanto non esposto nella nota integrativa.

Le variazioni delle voci rispetto all'esercizio precedente posto a confronto sono motivate nella nota integrativa.

Stato patrimoniale

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide e disponibilità liquide equivalenti [a]	1.623	1.264
Titoli [b]	1.277	1.292
Crediti [c]	12.877	14.204
Rimanenze:		
- greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	*1.604*	*1.558*
- prodotti chimici	*636*	*700*
- lavori in corso su ordinazione di contratti a lungo termine	*434*	*404*
- altre	*619*	*658*
Totale rimanenze	3.293	3.320
Ratei e risconti attivi [d]	533	602
Totale attività correnti	**19.603**	**20.682**
Attività non correnti		
Immobilizzazioni materiali	36.360	37.616
Crediti [e]	2.320	1.999
Partecipazioni	3.160	3.282
Immobilizzazioni immateriali	3.610	3.190
Altre attività [f]	2.283	2.343
Totale attività non correnti	**47.733**	**48.430**
TOTALE ATTIVITÀ	**67.336**	**69.112**
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Debiti finanziari a breve termine	7.428	4.115
Quota a breve dei debiti finanziari a lungo termine [g]	490	936
Debiti commerciali	5.887	6.286
Anticipi	1.551	1.352
Debiti tributari	2.183	2.514
Ratei e risconti passivi e altri debiti [h]	3.841	3.845
Totale passività correnti	**21.380**	**19.048**
Passività non correnti		
Debiti finanziari a lungo termine [g]	8.336	7.674
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	555	590
Fondi per rischi e oneri	5.708	6.102
Fondo imposte	2.442	2.768
Ratei e risconti passivi e altri debiti [h]	597	464
Totale passività non correnti	**17.638**	**17.598**
TOTALE PASSIVITÀ	**39.018**	**36.646**
Capitale e riserve di terzi azionisti	**1.622**	**2.128**
Patrimonio netto dell'Eni:		
Capitale sociale, interamente versato e costituito da 4.004.424.476 azioni del valore nominale di 1 euro (4.002.922.176 azioni al 31 dicembre 2003)	4.003	4.004
Riserve	20.272	22.289
Azioni proprie in portafoglio [i]	(3.164)	(3.229)
Utile del periodo	5.585	7.274
Totale patrimonio netto dell'Eni	**26.696**	**30.338**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**67.336**	**69.112**

(a) Comprende le disponibilità liquide, i crediti finanziari iscritti nell'attivo circolante esigibili entro 90 giorni e i titoli che non costituiscono immobilizzazioni con scadenza entro 90 giorni.
(b) Comprende i titoli che non costituiscono immobilizzazioni, esclusi quelli con scadenza entro 90 giorni. Non comprende le azioni proprie in portafoglio che nello schema sono classificate in detrazione sul patrimonio netto.
(c) Comprende i crediti iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie e nell'attivo circolante esigibili entro l'esercizio, esclusi i crediti finanziari esigibili entro 90 giorni.
(d) Comprende i ratei e i risconti attivi a breve termine, esclusi quelli riguardanti gli interessi impliciti sul debito per investimenti petroliferi.
(e) Comprende i crediti iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie e nell'attivo circolante esigibili oltre l'esercizio, escluse le imposte sul reddito anticipate nette.
(f) Comprende i titoli, diversi dalle partecipazioni, iscritti nelle immobilizzazioni finanziarie, i ratei e risconti attivi a lungo termine, esclusi quelli riguardanti gli interessi impliciti sul debito per investimenti petroliferi e le imposte sul reddito anticipate nette. Non comprende le azioni proprie in portafoglio che nello schema sono classificate in detrazione del patrimonio netto.
(g) I debiti finanziari correnti e non correnti sono esposti al netto dei risconti attivi riguardanti gli interessi impliciti sul debito per investimenti petroliferi, rispettivamente a breve e a lungo termine e sono incrementati dei risconti passivi, riguardanti il valore di mercato dei debiti finanziari acquisiti, rispettivamente a breve e a lungo termine.
(h) Comprendono i ratei e i risconti passivi, rispettivamente a breve e a lungo termine al netto di quelli riguardanti il valore di mercato dei debiti finanziari acquisiti, nonché i debiti diversi da quelli specificatamente indicati, rispettivamente esigibili entro e oltre l'esercizio.
(i) Il patrimonio netto è esposto al netto delle azioni proprie in portafoglio.

Conto economico

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Ricavi			
Ricavi netti della gestione caratteristica	47.922	51.487	58.382
Altri ricavi e proventi	1.080	913	1.298
Totale ricavi	**49.002**	**52.400**	**59.680**
Costi operativi			
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	31.893	34.566	39.092
Costo lavoro	3.103	3.166	3.264
Ammortamenti e svalutazioni	5.504	5.151	4.861
Utile operativo	**8.502**	**9.517**	**12.463**
Proventi (oneri) finanziari e su partecipazioni			
Interessi, differenze di cambio e (oneri) proventi assimilati netti [a]	(167)	(154)	(95)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	43	(17)	229
Totale proventi (oneri) netti finanziari e su partecipazioni	**(124)**	**(171)**	**134**
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	8.378	9.346	12.597
Proventi (oneri) straordinari netti [b]	(29)	49	(56)
Utile prima delle imposte	**8.349**	**9.395**	**12.541**
Imposte sul reddito	(3.127)	(3.241)	(4.653)
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	5.222	6.154	7.888
Utile di terzi azionisti	(629)	(569)	(614)
Utile dell'esercizio	**4.593**	**5.585**	**7.274**
Utile per azione (calcolato sul numero medio delle azioni in circolazione in ciascun esercizio)	**1,20 euro**	**1,48 euro**	**1,93 euro**
Utile per *ADS* (calcolato su 5 azioni per *ADS*)	**6,00 euro**	**7,39 euro**	**9,64 euro**

(a) Comprende i "Proventi e oneri finanziari e rettifiche di valore di attività finanziarie" al netto degli oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale.
(b) Prima delle imposte sul reddito.

Riepilogo delle differenze significative tra i principi contabili italiani e gli U.S. GAAP

Il bilancio consolidato è stato redatto applicando i principi contabili italiani che differiscono per alcuni aspetti dagli *U.S. GAAP*. Di seguito sono indicate le differenze significative tra i due principi e i relativi effetti economici e patrimoniali. Alcune differenze tra i due principi non sono riportate nella riconciliazione del risultato e del patrimonio netto (nota n. 26) perché non producono effetti oppure perché gli effetti non sono significativi.

A) Definizione dell'area di consolidamento

La definizione dell'area di consolidamento è indicata nel capitolo "Principi di consolidamento" della nota integrativa. In particolare, secondo i principi contabili italiani, l'area di consolidamento comprende anche le imprese controllate direttamente o indirettamente dall'impresa consolidante per effetto della disponibilità di voti sufficienti a esercitare un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria, ma inferiori alla maggioranza. Secondo gli *U.S. GAAP*, queste partecipazioni sono valutate applicando il criterio del patrimonio netto.

Sono escluse dall'area di consolidamento ai fini *U.S. GAAP* e valutate con il criterio del patrimonio netto la Saipem SpA e le rispettive imprese controllate. La Saipem SpA è controllata dall'Eni con quote azionarie inferiori alla maggioranza di diritto (43%). Inoltre, gli *U.S. GAAP* richiedono al beneficiario principale di consolidare le imprese a interesse variabile. Sono considerate imprese a interesse variabile le imprese che per loro natura e costituzione presentano una delle seguenti caratteristiche: (i) hanno un capitale di rischio non sufficiente a finanziare l'attività dell'impresa senza supporti finanziari messi a disposizione da altri soggetti; (ii) l'esercizio dei diritti di voto non è proporzionale alla quota di partecipazione detenuta; (iii) l'esercizio dei diritti di voto non è proporzionale all'obbligo di ripianare le perdite; (iv) i diritti di voto non sono proporzionali alla distribuzione dell'attivo in caso di liquidazione. Questa differenza di principio non ha comportato nessuna variazione nell'area di consolidamento *U.S. GAAP* rispetto a quella *Italian GAAP*.

69421/444

B) Attività mineraria

Esplorazione

Secondo i principi contabili italiani, i costi di ricerca, compresi quelli relativi ai pozzi esplorativi, sono imputati alla voce "Immobilizzazioni immateriali" per rappresentarne la natura di investimento e sono ammortizzati nell'esercizio di sostenimento. I costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma) sono imputati alla voce "Immobilizzazioni immateriali" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione accordato.

Secondo gli *U.S. GAAP*, i costi relativi ai pozzi esplorativi sono iscritti nelle immobilizzazioni in corso dell'attivo patrimoniale in attesa dell'esito minerario (sforzo coronato da successo). In caso di esito minerario negativo i costi sostenuti sono imputati a conto economico; se si accerta l'esistenza di riserve certe, i costi sostenuti sono ammortizzati dall'inizio della produzione con il metodo dell'unità di prodotto (UOP). I costi relativi ai pozzi esplorativi sono comunque imputati a conto economico se entro un anno dal termine della perforazione non si riesce ad accertare l'esistenza di riserve certe a meno che l'attività di perforazione sia stata eseguita in un'area dove sono necessari ulteriori investimenti per poter iniziare l'attività di produzione. Gli altri costi di esplorazione sono imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Sviluppo

Per costi di sviluppo si intendono gli investimenti necessari per poter iniziare l'attività di produzione o per poter migliorare il processo di estrazione, trattamento e stoccaggio dei greggi e del gas. I costi sostenuti per il funzionamento e la manutenzione dei pozzi sono imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Secondo i principi contabili italiani, i costi relativi ai pozzi di sviluppo che risultano di esito minerario negativo sono interamente svalutati. I costi di sviluppo relativi ai pozzi di cui si sia accertato l'esito positivo sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati con il metodo UOP.

Secondo gli *U.S. GAAP* i costi di sviluppo relativi ai pozzi con esito minerario positivo e negativo sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati con il metodo UOP.

C) Svalutazioni e successive rivalutazioni delle immobilizzazioni materiali e immateriali

La recuperabilità del valore di iscrizione delle immobilizzazioni materiali e immateriali è verificata sia ai fini dei principi contabili italiani che degli *U.S. GAAP* applicando una metodologia analoga, a eccezione dei seguenti aspetti.

Secondo i principi contabili italiani, la recuperabilità è verificata direttamente confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore normale, determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e dalla sua cessione. Nell'esercizio in cui vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le immobilizzazioni sono rivalutate.

Secondo gli *U.S. GAAP*, la recuperabilità delle immobilizzazioni materiali e immateriali a vita utile definita è verificata, in primo luogo, confrontando il valore di iscrizione con la somma dei flussi di cassa non attualizzati attesi dall'uso del bene e dalla sua cessione; solo se questi ultimi sono inferiori al valore netto contabile si procede alla svalutazione adeguando il valore iscritto ai flussi di cassa futuri attualizzati. La recuperabilità dell'avviamento è verificata a livello di "unità operativa" confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore normale. Nell'esercizio in cui vengono meno i motivi delle svalutazioni precedentemente effettuate, non si effettua alcuna rivalutazione perché il valore svalutato rappresenta il nuovo costo storico.

D) Rivalutazioni monetarie delle immobilizzazioni

Alcune categorie di immobilizzazioni sono state rivalutate in esercizi precedenti in conformità alle diverse leggi italiane in materia. Queste rivalutazioni non sono consentite dagli *U.S. GAAP*.

E) Imposte sul reddito differite e anticipate

Secondo i principi contabili italiani, le imposte anticipate sono rilevate se sussiste la ragionevole certezza della loro recuperabilità e le imposte dovute in caso di distribuzione o comunque di utilizzo delle riserve di patrimonio netto delle imprese consolidate o valutate con il criterio del patrimonio netto sono accantonate nei limiti in cui se ne prevede il sostenimento. Inoltre, la differenza temporanea tra il prezzo d'acquisto e il valore fiscale di un bene singolarmente acquistato non comporta l'iscrizione di imposte differite o anticipate in contropartita al valore del bene, nel rispetto del criterio del costo.

Gli *U.S. GAAP* prevedono che le imposte anticipate siano rilevate se il loro recupero è probabile e le imposte sulle riserve di patrimonio netto siano comunque accantonate indipendentemente dalle previsioni di sostenimento; è tuttavia consentito non accantonare le imposte sulle riserve di cui non si prevede l'utilizzo se appartenenti a imprese estere. Gli stes-

si principi prevedono l'iscrizione di imposte differite o anticipate, in contropartita al valore del bene, relative alla differenza temporanea tra il prezzo d'acquisto e il valore fiscale di beni singolarmente acquistati.

Le rettifiche indicate alla nota n. 26 riguardano la rilevazione delle imposte anticipate con riferimento alla probabilità piuttosto che alla ragionevole certezza del loro recupero, la rilevazione delle imposte sulle riserve di patrimonio netto, di cui non è previsto l'utilizzo, calcolate avvalendosi della facoltà di esenzione prevista per le imprese estere, le imposte differite o anticipate relative ai beni acquistati singolarmente, nonché le imposte differite o anticipate sulle rettifiche *U.S. GAAP*.

F) Ammortamenti

Fino all'esercizio 1999, in conformità alla prassi diffusa in Italia, l'ammortamento di alcune categorie di immobilizzazioni materiali, in particolare gasdotti, reti di distribuzione del gas naturale e relativi impianti e macchinario, era effettuato a quote costanti applicando i coefficienti stabiliti dall'Amministrazione finanziaria sulla base di studi tecnici effettuati per categorie omogenee di settore. Ai fini *U.S. GAAP* la durata dell'ammortamento veniva allineata a quella superiore applicata a livello internazionale.

L'emanazione del D.Lgs. n. 164 del 23 maggio 2000, che ha disposto la separazione societaria delle attività di trasporto e di distribuzione dalle altre attività del settore Gas & Power e i criteri per la definizione delle tariffe di trasporto e di distribuzione individuati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas hanno comportato la necessità per le società del settore di effettuare la valutazione degli *asset* oggetto di separazione applicando il metodo del costo rivalutato, rettificato del degrado determinato sulla base della vita tecnica dei beni. La vita tecnica così determinata (quaranta anni per i gasdotti e cinquanta anni per le reti di distribuzione) ha trovato conferma da parte di primaria società di valutazione e nei documenti emessi in materia dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. In relazione a ciò, a partire dall'esercizio 2000 i beni relativi alle attività di trasporto e di distribuzione sono ammortizzati, sia ai fini *Italian GAAP* che *U.S. GAAP*, sulla base della nuova vita economico-tecnica residua.

G) Immobilizzazioni immateriali

Secondo i principi contabili italiani, l'avviamento è ammortizzato a quote costanti nel periodo di utilizzazione previsto, non superiore a venti anni a partire da quello di iscrizione. Le altre immobilizzazioni immateriali sono ammortizzate sistematicamente in relazione alla residua possibilità di utilizzazione.

Secondo i principi contabili *U.S. GAAP*, l'avviamento e le immobilizzazioni immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; le attività in esame sono annualmente oggetto di valutazione al fine di definire l'eventuale svalutazione.

Secondo i principi contabili *U.S. GAAP*, le immobilizzazioni immateriali comprendono l'iscrizione, separatamente dall'avviamento, delle attività associate all'acquisizione di un'impresa derivanti da diritti legali o contrattuali indipendentemente dalla loro trasferibilità e delle attività acquisite che, sebbene non derivanti da diritti legali o contrattuali, sono separabili o cedibili singolarmente o in combinazione con altre attività o passività. Queste immobilizzazioni immateriali sono ammortizzate sistematicamente in relazione alla residua possibilità di utilizzazione.

I principi contabili italiani non prevedono l'iscrizione di queste immobilizzazioni immateriali separatamente dall'avviamento.

H) Interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale

Secondo i principi contabili italiani per i beni fabbricati all'interno o presso terzi l'Eni imputa gli interessi passivi all'attivo patrimoniale solo quando si realizzano determinate condizioni.

Gli *U.S. GAAP* prevedono l'obbligo di imputare all'attivo patrimoniale, fino al momento in cui i beni di investimento sono atti all'uso, tutti gli interessi sostenuti che si sarebbero potuti risparmiare se l'investimento non fosse stato fatto.

I) Contratti derivati

I principi contabili italiani prevedono che i contratti derivati siano differentemente valutati a seconda che siano impiegati a scopo di copertura o di intermediazione. I contratti derivati stipulati per finalità di copertura sono valutati e classificati coerentemente alle attività, passività o impegni oggetto di copertura. In particolare i differenziali di interesse sui contratti di copertura del rischio di tasso e i premi e gli sconti sui contratti di copertura del rischio di cambio sono impu-

tati a conto economico per competenza di esercizio lungo la durata del contratto. La componente valutaria dei contratti derivati di copertura del rischio di cambio è imputata a conto economico nell'esercizio di rilevazione dell'attività/passività oggetto di copertura. Gli utili sui contratti derivati di copertura del rischio prezzi sono imputati a conto economico nei limiti necessari a compensare le svalutazioni delle attività oggetto di copertura; le perdite sono imputate a conto economico quando sostenute. I contratti derivati impiegati a scopo di intermediazione sono valutati al valore di mercato e i relativi effetti sono imputati a conto economico.

I principi contabili *U.S. GAAP* prevedono che i contratti derivati e le relative coperture siano contabilizzati secondo quanto previsto dallo *Statement of Financial Accounting Standards* n. 133 *Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities* e successive modificazioni (*SFAS 133*). In particolare lo *SFAS 133* richiede che tutti i contratti derivati, siano essi relativi ad attività o passività iscritte in bilancio, a impegni o a operazioni future, siano valutati al *fair value* (valore equo) con imputazione delle variazioni di valore a conto economico. L'Eni applica lo *SFAS 133* ai fini *U.S. GAAP* dal 1° gennaio 2001. L'Eni utilizza i contratti derivati per controllare le variazioni dei prezzi delle merci, dei tassi di interesse e dei tassi di cambio (v. nota n. 14). È possibile rilevare i contratti derivati di copertura in modo coerente con l'attività/passività coperta (*hedging accounting*) se l'operazione di copertura è riconducibile a una strategia predefinita di *risk management*, è coerente con le politiche di gestione del rischio adottate ed è documentata ed efficace nell'azione di effettiva neutralizzazione del rischio che si intende coprire (variazioni del valore di mercato o dei flussi di cassa). In particolare nell'*hedging accounting* le variazioni del *fair value* del contratto derivato sono imputate a conto economico contestualmente alla rilevazione degli effetti economici delle operazioni coperte; quando le variazioni del *fair value* precedono temporalmente la manifestazione dei corrispondenti effetti delle operazioni coperte sono rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo. Nel caso in cui oggetto della copertura sia il rischio di variazione del valore di mercato di un'attività, passività o impegno, anche l'operazione coperta è valutata al valore di mercato.

Ai fini *U.S. GAAP*, l'applicazione dello *SFAS 133* ha comportato la ridefinizione delle relazioni di copertura tra i contratti derivati e i relativi sottostanti; le variazioni dei *fair value* relativi ai contratti derivati sono stati imputati a conto economico.

J) Piani di azionariato dei dipendenti

Secondo i principi contabili italiani, i piani di *stock grant* e *stock option* emessi dall'Eni fino al 31 dicembre 2002 vengono rilevati nell'esercizio di emissione o di vendita delle azioni. In particolare, le azioni emesse mediante aumento gratuito del capitale vengono rilevate al loro valore nominale in contropartita alla specifica riserva costituita con imputazione di utili; le azioni emesse a seguito dell'esercizio del diritto di opzione vengono rilevate: (i) in aumento del capitale per il valore nominale e della riserva da sovrapprezzo delle azioni per la differenza tra l'ammontare versato per l'esercizio dell'opzione e il valore nominale delle azioni emesse, se l'esecuzione del piano prevede l'aumento del capitale; (ii) in diminuzione delle azioni proprie iscritte all'attivo patrimoniale con imputazione a conto economico della differenza tra l'ammontare versato per l'esercizio dell'opzione e il valore di iscrizione delle azioni vendute, se l'esecuzione del piano prevede l'utilizzo di azioni proprie.

Secondo gli *U.S. GAAP*, i piani di *stock grant* e *stock option*, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono, sono rilevati imputando a conto economico il costo per l'impresa lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione in contropartita al patrimonio netto. Il costo è rappresentato dal valore intrinseco dello strumento alla data di assegnazione o, se il piano di azionariato è soggetto a condizioni non ancora realizzate, alla data di chiusura dell'esercizio.

Il costo delle *stock grant* e *stock option* emessi dall'Eni fino al 31 dicembre 2002 è indicato alla nota n. 26 tra le variazioni del l'utile dell'esercizio secondo gli *U.S. GAAP*.

I piani di *stock grant* e *stock option* emessi dall'Eni a partire dall'esercizio 2003, entrambi a valere su azioni proprie, vengono rilevati nel bilancio *Italian GAAP* come componente del costo del personale sulla base del *fair value* (valore equo) del diritto assegnato al dipendente e imputato a conto economico pro rata temporis lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione (*vesting period*).

Il criterio definito ai fini *Italian GAAP* è analogo a quello stabilito dallo *SFAS 123* a eccezione che ai fini *U.S. GAAP* il costo delle *stock grant* è rilevato in contropartita del patrimonio netto e che le azioni proprie non sono oggetto di valutazione ma rimangono iscritte al costo.

Ai fini *U.S. GAAP*, analogamente al comportamento adottato ai fini *Italian GAAP*, il nuovo criterio è applicato in via prospettica in ottemperanza alle disposizioni dello *Statement of Financial Accounting Standards* n. 148 *Accounting for Stock Based Compensation - Transition and disclosure* (*SFAS 148*).

L'Eni non assegna *stock option* in cambio di beni e servizi forniti da personale non dipendente.

K) Costi di aumento del capitale sociale

Secondo i principi contabili italiani, i costi sostenuti per l'aumento del capitale sociale sono iscritti all'attivo patrimoniale alla voce "Immobilizzazioni immateriali - Costi di impianto e ampliamento" e ammortizzati sulla base della vita utile entro un periodo non superiore a 5 anni.

Secondo gli *U.S. GAAP*, i costi sostenuti per l'aumento del capitale sociale sono iscritti a riduzione del capitale sociale stesso.

L) Titoli

Secondo i principi contabili italiani, i titoli sono iscritti al minor valore tra il costo di acquisto e il mercato.

Secondo gli *U.S. GAAP*, i titoli sono iscritti al valore di mercato; la differenza tra il valore di mercato e il costo di acquisto è imputata a conto economico o a patrimonio netto a seconda che i titoli siano destinati al *trading* o siano disponibili per la vendita. I titoli posseduti dall'Eni sono disponibili per la vendita.

M) Rilevazione degli oneri di smantellamento e ripristino siti

Secondo i principi contabili italiani i costi relativi allo smantellamento e al ripristino dei siti e alla chiusura e all'abbandono dei pozzi sono stimati annualmente sulla base dei costi che si presume di sostenere per disposizioni normative, per vincoli contrattuali, per prassi vigente e per politiche adottate dall'impresa al termine dell'attività produttiva per l'abbandono dell'area e il ripristino del sito. I costi relativi allo smantellamento e al ripristino dei siti sono stanziati in modo da eguagliare l'incidenza dei costi accantonati sull'ammontare complessivamente previsto alla percentuale di ammortamento dell'investimento cui si riferiscono. In particolare, nel settore Exploration & Production, i costi che si prevede di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono stanziati 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.

A partire dall'esercizio 2003, secondo gli *U.S. GAAP* le passività derivanti da obbligazioni legali o contrattuali da sostenersi al momento dell'abbandono delle immobilizzazioni materiali sono rilevate, nel periodo in cui sorgono, al valore di mercato in contropartita alle immobilizzazioni materiali a cui sono associare; il relativo onere sarà imputato a conto economico attraverso il processo di ammortamento. Successivamente alla rilevazione iniziale, l'incremento della passività associato al trascorrere del tempo è imputato a conto economico tra le componenti operative; l'onere è determinato adottando il medesimo tasso di attualizzazione utilizzato per la definizione del valore di mercato della passività. La passività è oggetto di revisione per riflettere eventuali variazioni connesse alla stima dei flussi di cassa e/o dei relativi tempi di realizzazione. La passività è determinata sulla base dei costi da sostenere al momento dell'abbandono delle immobilizzazioni materiali e risente di molte assunzioni quali le quantità di greggio e gas naturale prodotti, la data dell'abbandono, i futuri tassi di inflazione e il tasso di attualizzazione determinato come tasso di interesse privo di rischio incrementato del rischio credito dell'Eni.

Nei settori Refining & Marketing, Gas & Power e Petrolchimica non si evidenziano significative obbligazioni legali o contrattuali da sostenersi al momento dell'abbandono delle immobilizzazioni materiali perché l'indeterminatezza della data di abbandono non consente la stima del valore di mercato della passività. L'Eni verifica periodicamente questa condizione.

N) Azioni proprie

Secondo i principi contabili italiani, le azioni proprie acquistate come investimento di carattere durevole sono iscritte al costo rettificato per perdite durevoli di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le azioni proprie sono rivalutate. A partire dall'esercizio 2003, le azioni proprie acquistate al servizio dei piani di incentivazione dei dirigenti del Gruppo sono iscritte al minore tra il costo di acquisto e il *fair value* (valore equo) delle *stock grant*, nel caso di *stock option*, al minore tra il costo di acquisto e il prezzo di esercizio delle opzioni. Le azioni proprie acquistate al servizio dei piani di incentivazione da emettere sono iscritte al minore tra il costo di acquisto e il valore desumibile dall'andamento del mercato.

Secondo gli *U.S. GAAP*, le azioni proprie sono valutate al costo a prescindere dalla finalità per cui sono state acquistate. L'effetto di questa differenza non ha determinato alcun effetto per il 2002 e il 2004 e non ha determinato effetti significativi per il 2003.

O) Proventi e oneri straordinari

I principi contabili italiani relativi all'individuazione delle voci di carattere straordinario differiscono dagli *U.S. GAAP*. Inoltre gli *U.S. GAAP* prevedono che i proventi e gli oneri straordinari comprendano il relativo effetto fiscale. I proventi e gli oneri rilevati come straordinari nei periodi considerati non sono ritenuti tali secondo gli *U.S. GAAP* e sono stati riclassificati nell'ambito del risultato operativo o tra i proventi e gli oneri della gestione ordinaria.

P) Vendita di titoli di Stato

L'Eni ha considerato la vendita di titoli di Stato al valore nominale con l'impegno di riacquisto allo stesso valore, effettuata prevalentemente a dipendenti, come una vendita di titoli e ha imputato il relativo provento a conto economico. Secondo gli *U.S. GAAP*, questa operazione è equiparata a un finanziamento passivo. In applicazione di questo criterio, i titoli rimangono iscritti tra le attività, mentre l'ammontare incassato a fronte della cessione è considerato un debito finanziario. I proventi e gli oneri derivanti da queste operazioni non sono significativi.

Q) Riclassificazione delle rimanenze

Le scorte obbligatorie dell'Eni si riferiscono principalmente alle società italiane. Secondo la normativa italiana le società petrolifere sono obbligate a detenere in scorta delle quantità minime di gas naturale e di prodotti petroliferi (scorte obbligatorie). L'Eni iscrive tra le rimanenze il greggio, i prodotti petroliferi e il gas naturale che costituiscono scorte obbligatorie o strategiche. Queste rimanenze sono valutate secondo il criterio del minor valore tra il costo e il mercato.

Secondo gli *U.S. GAAP*, le attività sono correnti se si presume che diventino denaro, vengano vendute o consumate durante il normale ciclo produttivo dell'attività che per l'Eni è di 12 mesi. Le scorte obbligatorie non possono considerarsi attività correnti ai fini *U.S. GAAP* perché non saranno vendute o consumate nei prossimi 12 mesi e, pertanto, sono iscritte tra le attività non correnti alla voce "Rimanenze immobilizzate (scorte d'obbligo)".

R) Utile complessivo

L'utile complessivo non è previsto dai principi contabili italiani.

Gli *U.S. GAAP* prevedono che il risultato netto del periodo sia rettificato, a titolo informativo, applicando lo *Statement of Financial Accounting Standards* n. 130 *Reporting Comprehensive Income* (*SFAS 130*). Le rettifiche riguardano le variazioni del patrimonio netto non risultanti dal conto economico e non derivanti da rapporti con gli azionisti. La rettifica non comprende gli effetti fiscali relativi alla riserva per differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese estere di cui non è previsto l'utilizzo, avvalendosi della facoltà concessa dagli *U.S. GAAP* indicata al punto "Imposte sul reddito differite e anticipate".

S) Utile per azione

Secondo i principi contabili italiani, l'utile per azione degli esercizi precedenti messi a confronto è rettificato per includere nel numero medio ponderato delle azioni in circolazione degli esercizi precedenti le azioni gratuite emesse nell'esercizio a fronte dei piani di *stock grant* emessi dall'Eni fino al 31 dicembre 2002 assimilando l'operazione a un aumento gratuito di capitale.

Secondo gli *U.S. GAAP*, l'utile per azione degli esercizi precedenti messi a confronto non è rettificato poiché la rilevazione del costo dei piani di *stock grant* a conto economico rende l'emissione delle azioni gratuite assimilabile a un aumento a pagamento.

L'effetto di questa differenza non determina effetti significativi.

A partire dall'esercizio 2003, i piani di *stock grant* e *stock option* emessi dall'Eni vengono rilevati ai fini *Italian GAAP* con criteri equivalenti ai principi contabili *U.S. GAAP* e, pertanto, non determinano differenze significative nel calcolo dell'utile per azione ai fini *U.S. GAAP*.

T) Garanzie

Secondo i principi contabili italiani le garanzie sono rilevate tra i conti d'ordine; quando la garanzia fa emergere l'esistenza certa o probabile di un onere, l'ammontare stimato è sranziato in un apposito fondo.

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

L'effetto di questa differenza non determina effetti significativi.

U) Fondi per rischi e oneri

Secondo i principi contabili italiani, gli oneri che l'impresa prevede di sostenere per incentivare l'esodo del personale in esubero sono iscritti alla voce "Fondi per rischi e oneri - Altri" nell'esercizio in cui l'impresa ha definito formalmente il programma di riduzione del personale, sono stati emanati i provvedimenti legislativi o raggiunti, se necessari, gli accordi sindacali e/o contrattuali e sia possibile stimare ragionevolmente l'onere da sostenere. I costi associati alla chiusura dei siti sono rilevati nell'esercizio in cui il sostenimento della passività è probabile ed è possibile stimare ragionevolmente l'onere da sostenere.

Ai fini *U.S. GAAP* gli oneri che l'impresa prevede di sostenere per incentivare l'esodo del personale in esubero, definito su basi volontarie, sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui è stato raggiunto l'accordo con il dipendente. I costi associati alla chiusura dei siti sono rilevati in presenza di un'obbligazione attuale verso terzi, legale o implicita, derivante da eventi passati tali da non consentire all'impresa nessuna realistica alternativa se non quella di adempiere l'obbligazione.

26 Riconciliazione dell'utile dell'esercizio e del patrimonio netto determinati applicando i principi contabili italiani con quelli determinati secondo gli U.S. GAAP

Di seguito sono riepilogate le rettifiche più rilevanti degli utili degli esercizi 2002, 2003 e 2004 e del patrimonio netto al 31 dicembre 2003 e 2004 che sarebbero necessarie qualora venissero applicati gli *U.S. GAAP* invece dei principi contabili italiani:

Riconciliazione dell'utile di esercizio

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Utile dell'esercizio risultante dal bilancio consolidato secondo i principi contabili italiani	**4.593**	**5.585**	**7.274**
Variazione in aumento (diminuzione) dell'utile netto:			
A. effetto delle differenze di principio *Italian GAAP/U.S. GAAP* sulle imprese consolidate secondo gli *Italian GAAP* e valutate con il criterio del patrimonio netto secondo gli *U.S. GAAP* [a]	56	44	33
A. effetto delle differenze di principio *Italian GAAP/U.S. GAAP* sulle imprese valutate con il criterio del patrimonio netto	106	107	134
B. rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	222	23	(79)
C. effetto delle svalutazioni e rivalutazioni delle immobilizzazioni	71	74	(5)
D. effetto dell'eliminazione delle rivalutazioni monetarie delle immobilizzazioni	37	(30)	4
E. imposte sul reddito differite e anticipate	(16)	286	(928)
F. utilizzo di differenti coefficienti di ammortamento	(67)	(179)	(116)
G. rettifica ammortamenti su differenza da consolidamento e avviamento	29	94	80
G. effetto relativo alle attività associate all'acquisizione di un'impresa (portafoglio clienti)		(6)	(5)
H. effetto dell'imputazione all'attivo patrimoniale di maggiori interessi passivi	(33)	1	6
I. contratti derivati	54	(51)	(106)
J. azioni assegnate a dipendenti	(9)	(15)	(18)
K. effetto dell'eliminazione dei costi di aumento del capitale sociale	6	8	7
M. effetto relativo agli oneri di smantellamento e ripristino siti (*SFAS 143*)		(53)	109
U. effetto relativo allo stanziamento di fondi per rischi e oneri	60	56	12
Altre rettifiche			52
Rettifica delle plusvalenze da cessione di quote di patrimonio netto di imprese consolidate a seguito delle rettifiche *U.S. GAAP*			(215)
Effetto delle rettifiche *U.S. GAAP* sull'utile di terzi azionisti [b]	183	154	162
Rettifiche nette	**699**	**513**	**(873)**
Utile netto dell'esercizio secondo gli *U.S. GAAP* al lordo della prima applicazione dello *SFAS 143*	**5.292**	**6.098**	**6.401**
Effetto della prima applicazione dello *SFAS 143* [c]		198	
Utile netto dell'esercizio secondo gli *U.S. GAAP*	**5.292**	**6.296**	**6.401**
Utile semplice per azione sull'utile netto al lordo della prima applicazione dello *SFAS 143* [d]		**1,61**	
Utile semplice per azione sulla prima applicazione dello *SFAS 143* [d]		**0,05**	
Utile semplice per azione sull'utile al netto della prima applicazione dello *SFAS 143* [d]	**1,38**	**1,67**	**1,70**
Utile semplice per *ADS* sull'utile al netto della prima applicazione dello *SFAS 143* (calcolato su 5 azioni per *ADS*) [d]	**6,92**	**8,33**	**8,49**

(a) La rettifica riguarda l'effetto complessivo di tutte le differenze tra i principi contabili italiani e quelli U.S. GAAP relativo alle imprese consolidate secondo gli Italian GAAP e valutate con il criterio del patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP; la rettifica è riferita alla Saipem SpA e rispettive controllate per il 2004 e il 2003 e all'Italgas SpA e alla Saipem SpA e rispettive controllate per il 2002.
(b) La rettifica riguarda la quota di competenza dei terzi azionisti sulle rettifiche da B a U che sono indicate per il 100% anche se riferite a imprese possedute con percentuale inferiore.
(c) Effetto cumulato per gli esercizi precedenti al 1° gennaio 2003 al netto del relativo effetto fiscale di 207 milioni di euro.
(d) Unità di euro.

Discontinued operations

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Analisi dell'utile netto *U.S. GAAP*			
Continuing operation	5.300	6.226	6.217
Discontinuing operation	(8)	70	184
	5.292	6.296	**6.401**

Nell'ambito del processo di razionalizzazione del portafoglio minerario, finalizzato ad accrescerne il valore mediante la focalizzazione nelle aree strategiche con potenzialità di crescita e il disimpegno dalle aree marginali, nel 2004 sono stati venduti i seguenti *asset*: (i) le quote di partecipazione nei Blocchi T (Eni operatore con l'88,74%) e B (Eni operatore con la quota media del 70,2%) localizzati nella parte britannica del Mare del Nord di fronte alla costa scozzese; (ii) le quote di partecipazione nei giacimenti a gas Markham e JC3 nella parte meridionale del Mare del Nord; (iii) gli *asset* minerari in Gabon (la quota dell'80% del giacimento petrolifero *offshore* di Limande e 3 permessi esplorativi); (iv) altri *asset* minori.

Nell'ambito della strategia di concentrazione in Europa della presenza dell'Eni nel *downstream* petrolifero, nell'agosto 2004 è stata venduta alla brasiliana Petrobras la partecipazione del 100% posseduta dall'Eni nella società Agip do Brasil SA, attiva nella distribuzione di prodotti petroliferi.

Nell'ambito della strategia di riduzione del capitale investito nel settore Petrolchimica, nel gennaio 2004 è stata finalizzata la vendita dello stabilimento per la produzione di elastomeri localizzato a Baytown in Texas.

Nell'ottobre 2004 è stato venduto il ramo d'azienda per lo smaltimento dei rifiuti di Ravenna.

Gli utili e le perdite di queste attività, comprese le plusvalenze o minusvalenze da vendita e le svalutazioni effettuate per adeguarle al presunto valore di realizzo, sono indicate come *discontinued operations* per i periodi presentati della riconciliazione dell'utile secondo i principi contabili italiani con quello determinato secondo gli *U.S. GAAP*.

Riconciliazione del patrimonio netto

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Patrimonio netto risultante dal bilancio consolidato secondo i principi contabili italiani	**26.696**	**30.338**
Variazione in aumento (diminuzione) del patrimonio netto: [a]		
A. effetto delle differenze di principio *Italian GAAP/U.S. GAAP* sulle imprese consolidate secondo gli *Italian GAAP* e valutate con il criterio del patrimonio netto secondo gli *U.S. GAAP* [b]	52	85
A. effetto delle differenze di principio *Italian GAAP/U.S. GAAP* sulle imprese valutate con il criterio del patrimonio netto	213	347
B. rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	2.253	2.072
C. eliminazione delle svalutazioni e delle rivalutazioni delle immobilizzazioni	35	33
D. eliminazione delle rivalutazioni monetarie delle immobilizzazioni	(80)	(75)
E. imposte sul reddito differite e anticipate	(3.207)	(4.212)
F. utilizzo di differenti coefficienti di ammortamento	2.551	2.435
G. differenza da consolidamento e avviamento	121	296
G. attività associate all'acquisizione di un'impresa (portafoglio clienti)	(6)	(11)
H. imputazione all'attivo patrimoniale di maggiori interessi passivi	667	671
I. contratti derivati	61	(42)
K. costi di aumento del capitale sociale	(17)	(10)
L. valore di mercato dei titoli disponibili per la vendita	17	22
M. oneri di smantellamento e ripristino siti (*SFAS 143*)	441	533
U. fondi per rischi e oneri	116	128
Altre rettifiche	[illegible]	[illegible]
Effetto delle rettifiche *U.S. GAAP* sul capitale e sulle riserve di terzi [c]	(963)	(1.018)
Rettifiche nette	**2.252**	**3.311**
Patrimonio netto secondo gli *U.S. GAAP*	**28.948**	**31.649**

(a) Le variazioni in aumento (diminuzione) del patrimonio netto relative alle imprese con bilanci in moneta diversa dall'euro sono convertite in euro al tasso di cambio in essere alla fine di ciascun periodo.
(b) La rettifica riguarda l'effetto complessivo di tutte le differenze tra i principi contabili italiani e quelli U.S. GAAP relativo alle imprese consolidate secondo gli Italian GAAP e valutate con il criterio del patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP; la rettifica è riferita alla Saipem SpA e rispettive controllate.
(c) La rettifica riguarda la quota di competenza dei terzi azionisti sulle rettifiche da B a U che sono indicate per il 100% anche se riferite a imprese possedute con percentuale inferiore.

Il patrimonio netto approssimato secondo gli *U.S. GAAP* comprende altre componenti dell'utile complessivo, in negativo, di 2.748 e 3.531 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2003 e 2004. Queste componenti riguardano principalmente le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro; i valori indicati sono al lordo del relativo effetto fiscale differito. Il decremento delle altre componenti dell'utile complessivo di 783 milioni di euro riguarda le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (783 milioni di euro; di cui circa 550 milioni di euro relativi alle imprese con bilanci in dollari USA).

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

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide e disponibilità liquide equivalenti	1.224	988
Titoli	1.462	1.475
Crediti	14.193	13.904
Rimanenze	2.266	2.273
Ratei e risconti attivi	601	494
Totale attività correnti	**19.746**	**19.134**
Attività non correnti		
Immobilizzazioni materiali	38.468	39.652
Rimanenze immobilizzate (scorte d'obbligo)	721	662
Crediti	1.602	2.151
Partecipazioni	4.010	4.331
Immobilizzazioni immateriali	5.547	5.125
Altre attività	1.901	1.299
Totale attività non correnti	**52.249**	**53.220**
TOTALE ATTIVITÀ	**71.995**	**72.354**
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Debiti finanziari a breve termine	7.470	4.474
Quota a breve dei debiti finanziari a lungo termine	672	935
Debiti commerciali	5.146	5.385
Anticipi	798	726
Debiti tributari	2.661	2.423
Ratei e risconti passivi e altri debiti	3.971	3.875
Totale passività correnti	**20.718**	**17.818**
Passività non correnti		
Debiti finanziari a lungo termine	8.002	7.288
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	524	556
Fondi per rischi e oneri	5.444	5.698
Fondo imposte	5.943	6.579
Ratei e risconti passivi e altri debiti	594	481
Totale passività non correnti	**20.507**	**20.582**
TOTALE PASSIVITÀ	**41.225**	**38.400**
Capitale e riserve di terzi azionisti	**1.822**	**2.305**
Patrimonio netto dell'Eni		
Capitale sociale, interamente versato e costituito da 4.004.424.476 azioni del valore nominale di 1 euro (4.002.922.176 azioni al 31 dicembre 2003)	4.003	4.004
Riserve	21.813	24.473
Azioni proprie in portafoglio	(3.164)	(3.229)
Utile dell'esercizio	6.296	6.401
Totale patrimonio netto dell'Eni	**28.948**	**31.649**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**71.995**	**72.354**

I valori relativi alle immobilizzazioni materiali determinati secondo gli *U.S. GAAP* sono i seguenti:

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Immobilizzazioni materiali al netto delle svalutazioni:		
- Exploration & Production	38.851	39.584
- Gas & Power	18.974	20.106
- Refining & Marketing	8.479	8.568
- Petrolchimica	3.780	3.793
- Ingegneria e Costruzioni	108	110
- Altre attività	1.567	1.511
- Corporate e società finanziarie	146	191
	71.905	**73.863**
Fondi ammortamento:		
- Exploration & Production	17.678	18.155
- Gas & Power	6.605	6.896
- Refining & Marketing	5.270	5.214
- Petrolchimica	2.522	2.564
- Ingegneria e Costruzioni	64	69
- Altre attività	1.242	1.229
- Corporate e società finanziarie	56	84
	33.437	**34.211**
Immobilizzazioni materiali nette:		
- Exploration & Production	21.173	21.429
- Gas & Power	12.369	13.210
- Refining & Marketing	3.209	3.354
- Petrolchimica	1.258	1.229
- Ingegneria e Costruzioni	44	41
- Altre attività	325	282
- Corporate e società finanziarie	90	107
	38.468	**39.652**

Con riguardo al conto economico, si espongono di seguito l'ammontare dell'utile (perdita) operativo per settore e dell'utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte sul reddito che risulterebbero qualora fossero applicati gli *U.S. GAAP*:

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Utile (perdita) operativo per settore			
Exploration & Production	5.494	5.661	7.946
Gas & Power	2.666	3.537	3.371
Refining & Marketing	303	617	811
Petrolchimica	(141)	(97)	[illegible]
Ingegneria e Costruzioni	(14)	2	[illegible]
Altre attività	(237)	(204)	(864)
Corporate e società finanziarie	(210)	(301)	(284)
	7.861	**9.215**	**11.739**
Utile prima delle imposte e della prima applicazione dello *SFAS 143*	**8.350**	**9.274**	**12.324**
Effetto della prima applicazione dello *SFAS 143* al lordo dell'effetto fiscale		405	
Utile prima delle imposte	**8.350**	**9.679**	**12.324**

L'utile (perdita) operativo per settore di attività relativo all'esercizio 2002 è stato riclassificato sulla base dei nuovi raggruppamenti di attività. In particolare, nelle "Altre attività" è confluito l'utile (perdita) operativo relativo alla Syndial SpA e sue controllate in precedenza incluso nella "Petrolchimica" e dalle "Altre attività" è stato scorporato l'utile (perdita) operativo relativo al nuovo raggruppamento "Corporate e società finanziarie". Inoltre, a seguito dell'incorporazione dell'EniData SpA nell'Eni SpA l'utile operativo dell'attività informatica relativo agli esercizi 2002 e 2003 è stato riclassificato dalle "Altre attività" all'attività "Corporate e società finanziarie".

27 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 immobilizzazioni materiali sono le seguenti:

(milioni di euro)	2003	2004
Fondo smantellamento e ripristino siti al 1° gennaio	**1.923**	**1.950**
Incremento per nuove obbligazioni	52	193
Oneri operativi	102	80
Revisione delle stime precedenti	32	40
Utilizzo a fronte oneri	(21)	(32)
Decremento per cessione di immobilizzazioni materiali	(20)	(234)
Differenze di cambio da conversione	(155)	(36)
Altre variazioni	37	(2)
Fondo smantellamento e ripristino siti al 31 dicembre	**1.950**	**1.959**

Piani di azionariato dei dipendenti

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

I costi relativi ai piani di *stock grant* e *stock option* emessi fino al 31 dicembre 2002 sono stati determinati in applicazione dell'*Accounting Principles Board Opinion* n. 25 (*APB 25*) come consentito dallo *Statement of Financial Accounting Standards* n. 123 *Accounting for Stock - Based Compensation* (*SFAS 123*) e sono compresi nell'utile dell'esercizio determinato secondo gli *U.S. GAAP* (nota n. 26). I costi relativi ai piani di *stock grant* e *stock option* emessi dal 2003 sono stati determinati con criteri analoghi allo *SFAS 123* e sono compresi nell'utile dell'esercizio secondo gli *Italian GAAP*.

Informazioni aggiuntive richieste dallo SFAS 123

Al 31 dicembre 2004 sono assegnate n. 11.789.000 opzioni per l'acquisto di n. 11.789.000 azioni dell'Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si riferiscono al piano 2002 per n. 3.268.500 azioni con un prezzo di esercizio di 15,216 euro per azione, al piano 2003 per n. 4.527.000 azioni con un prezzo di esercizio di 13,743 euro per azione e al piano 2004 per n. 3.993.500 azioni con un prezzo di esercizio di 16,576 euro per azione.

Al 31 dicembre 2004 la vita media residua delle opzioni è di 5 anni e 7 mesi per il piano 2002, di 6 anni e 7 mesi per il piano 2003 e di 7 anni e 7 mesi per il piano 2004.

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

		2002	2003	2004
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,5	3,16	2,[illegible]
Durata	(anni)	8	8	8
Volatilità implicita	(%)	43	22	19
Dividendi attesi	(%)	4,5	5,35	4,5

Applicando lo *SFAS 123* anziché l'*APB 25* per la determinazione dei costi relativi alle opzioni assegnate nel 2002 l'utile dell'esercizio e l'utile per azione secondo gli *U.S. GAAP* sarebbero stati i seguenti:

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Utile netto secondo gli *U.S. GAAP*	**5.292**	**6.296**	**6.401**
Pro-forma effetto economico applicando lo *SFAS 123 (fair value)* al netto degli effetti economici derivanti dall'applicazione dell'*APB 25* di 0, 0 e (9) milioni di euro rispettivamente per il 2002, 2003 e 2004	(3)	(6)	3
Pro-forma utile netto secondo gli *U.S. GAAP*	**5.289**	**6.290**	**6.404**
Pro-forma utile per azione secondo gli *U.S. GAAP* [a]	**1,38**	**1,66**	**1,70**

(a) Unità di euro.

Utile complessivo

Gli *U.S. GAAP* prevedono che il risultato netto del periodo sia rettificato, a titolo informativo, applicando lo *Statement of Financial Accounting Standards* n. 130 *Reporting Comprehensive Income* (*SFAS 130*). Le rettifiche riguardano le variazioni del patrimonio netto non risultanti dal conto economico e non derivanti da rapporti con gli azionisti. La rettifica non comprende gli effetti fiscali relativi alla riserva per differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di cui non è previsto l'utilizzo, avvalendosi della facoltà concessa dagli *U.S. GAAP* indicata al punto "Imposte sul reddito differite e anticipate".

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Utile dell'esercizio secondo gli *U.S. GAAP*	**5.292**	**6.296**	**6.401**
Altre componenti dell'utile complessivo dell'esercizio al lordo delle imposte			
Valore di mercato dei titoli disponibili per la vendita	19	(2)	5
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(2.001)	(2.136)	(846)
Differenze di cambio da conversione realizzate e altre variazioni	(124)	213	13
	(2.106)	**(1.925)**	**(828)**
Utile complessivo dell'esercizio secondo gli *U.S. GAAP*	**3.186**	**4.371**	**5.573**

Imposte sul reddito

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

L'utile prima delle imposte sul reddito, distinto fra le imprese italiane ed estere, è il seguente:

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Italia	4.592	5.307	5.468
Estero	3.758	4.372	6.856
	8.350	**9.679**	**12.324**

Le imposte sul reddito sono le seguenti:

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Correnti	3.461	4.009	4.470
Differite	(602)	(914)	1.112
	2.859	**3.095**	**5.582**

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

(milioni di euro)		2002	2003	2004
Utile prima delle imposte secondo gli U.S. GAAP		**8.350**	**9.679**	**12.324**
Aliquota fiscale teorica	(%)	41,4	39,5	38,3
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP calcolate applicando l'aliquota fiscale teorica		**3.453**	**3.820**	**4.714**
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota fiscale teorica:				
- maggiore (minore) incidenza fiscale delle imprese estere		194	318	835
- imposte sulle riserve distribuibili		(75)	121	446
- beneficio derivante da norme tributarie agevolative		(420)	(128)	(8)
- differenze permanenti		64	(75)	(143)
- svalutazione (rivalutazione) di imposte anticipate		(1)	(13)	(218)
- effetto fiscale netto conseguente alla rivalutazione dei beni (legge finanziaria 2004)			(417)	
- effetto fiscale netto conseguente all'applicazione della legge n. 448/2001			(497)	
- altre motivazioni		(356)	(34)	(44)
		(594)	**(725)**	**868**
Imposte sul reddito secondo gli *U.S. GAAP*		**2.859**	**3.095**	**5.582**

Passività nette per imposte differite

Le passività nette per imposte differite ai fini *U.S. GAAP*, rappresentate dalle imposte differite nette iscritte alla voce "Fondo imposte" (6.367 milioni di euro) detratte le imposte anticipate iscritte alla voce "Altre attività" (1.159 milioni di euro), sono di 5.208 milioni di euro (3.997 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

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

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	4.021	4.672
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	2.437	2.970
- differenza rispetto al patrimonio netto contabile su acquisti di partecipazioni consolidate	1.245	1.033
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	451	467
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	250	246
- svalutazioni eccedenti di crediti	150	137
- fondo per rischi e oneri eccedenti	89	83
- plusvalenze e tassazione differita	62	46
- altre	292	378
	8.997	**10.032**
Imposte sul reddito anticipate:		
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.858)	(2.045)
- rivalutazione dei beni a norma della legge n. 342/2000	(1.474)	(1.361)
- perdite fiscali portate a nuovo	(1.350)	(1.072)
- rivalutazione di partecipazioni a seguito della legge n. 292/1993 e attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA	(818)	(818)
- rivalutazione dei beni a norma della legge n. 448/2001	(628)	(639)
- oneri su partecipazioni non deducibili	(644)	(472)
- ammortamenti non deducibili	(272)	(432)
- svalutazioni di immobilizzazioni e rimanenze non deducibili	(326)	(225)
- altre	(773)	(599)
	(8.143)	**(7.663)**
a dedurre:		
- svalutazione delle imposte sul reddito anticipate	3.143	2.839
	(5.000)	**(4.824)**
Passività nette per imposte differite	**3.997**	**5.208**

La svalutazione delle imposte sul reddito anticipate di 2.839 milioni di euro (3.143 milioni di euro al 31 dicembre 2003) 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 indicate ai fini *Italian GAAP* (v. nota n. 10) salvo quelle relative alle imprese escluse dal consolidamento ai fini *U.S. GAAP*.

Acquisizione della quota dei terzi azionisti dell'Italgas SpA

L'Eni fino al 31 dicembre 2001 era azionista dell'Italgas SpA con il 41,15% del capitale sociale. Nel 2002 ha acquistato sul mercato il 2,81% del capitale sociale con un esborso complessivo di 98 milioni di euro. Nel 2003, a seguito dell'Offerta Pubblica di Acquisto e del successivo *squeeze-out*, l'Eni ha acquistato l'ulteriore 56,04% del capitale sociale con un esborso complessivo di 2.569 milioni di euro. L'acquisizione della quota dei terzi azionisti dell'Italgas SpA si inserisce nella strategia di integrazione delle politiche commerciali e di sviluppo, anche a livello internazionale, del settore gas. Inoltre, essa

è coerente con la regolamentazione del settore gas in Italia disposta dal D.Lgs. 164/2000 (v. "Concentrazioni e stime significative - Gas & Power"). La strategia di Eni nel settore del gas prevede: (i) la crescente focalizzazione di Eni sull'attività di produzione, approvvigionamento e commercializzazione, con una progressiva riduzione della presenza nelle attività regolate; (ii) la valorizzazione dei volumi venduti in Italia ottimizzando il portafoglio clienti nel rispetto dei limiti dimensionali previsti dal D.Lgs. 164/2000; (iii) lo sviluppo della presenza in mercati europei con interessanti prospettive di crescita e di redditività (Penisola Iberica, Turchia e Germania) facendo leva anche sulle competenze integrate dell'Eni nei diversi segmenti del settore. Secondo gli *U.S. GAAP* l'acquisizione dell'Italgas è stata contabilizzata in accordo con lo *SFAS 141*. Il costo dell'acquisizione è stato allocato ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale sulla base del valore corrente alla data di acquisizione. Il valore corrente è stato determinato sulla base della stima di periti indipendenti con il consenso del *management*. Di seguito è rappresentata la determinazione del prezzo pagato e la sua attribuzione alle attività e passività sulla base del valore di mercato, nonché la determinazione della differenza da consolidamento di 941 milioni di euro.

(milioni di euro)	
Prezzo pagato per il capitale azionario	**2.569**
Allocazione del prezzo di acquisto:	
Immobilizzazioni materiali	2.163
Differenza da consolidamento	941
Partecipazioni	293
Portafoglio clienti	112
Imposte differite nette	(562)
Altre attività e passività	(378)
Totale allocazione del prezzo di acquisto	**2.569**

Partecipazioni

Al 31 dicembre 2003 e 2004, il valore delle partecipazioni rispettivamente di 4.010 e 4.331 milioni di euro comprende la Saipem SpA che è quotata nella Borsa italiana. Di seguito è riportato il valore di mercato.

	Numero di azioni Eni	***Equity ratio*** (%)	**Prezzo delle azioni** (euro)	**Valore di mercato** (milioni di euro)
31 dicembre 2003				
Saipem SpA	189.423.307	43,00	6,459	1.223
31 dicembre 2004				
Saipem SpA	189.423.307	42,95	8,864	1.679

Nel 2003 e nel 2004 la Saipem SpA è inclusa nell'area di consolidamento ai fini del bilancio *Italian GAAP* e è valutata con il metodo del patrimonio netto ai fini *U.S. GAAP*. Di seguito sono riportate alcune informazioni di bilancio relative alla Saipem SpA e sue controllate. Le informazioni sono riportate al 100% e non in quota Eni.

(milioni di euro)	**31.12.2003**	**31.12.2004**
Totale attivo	5.098	5.266
Totale passivo	3.584	3.572

(milioni di euro)	**2002**	**2003**	**2004**
Ricavi	6.385	4.217	4.306
Risultato operativo	835	358	368
Utile netto	587	254	271

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

L'Eni è una società energetica integrata; opera nelle attività del petrolio e 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, l'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 (principalmente nel Golfo del Messico) e in Asia (principalmente Iran, Indonesia e Pakistan). Il 70% della produzione venduta di petrolio e condensati è destinato al settore *Refining & Marketing* dell'Eni e il 40% della produzione venduta di gas naturale è destinato al settore *Gas & Power* dell'Eni.

L'Eni dispone di un sistema di stoccaggio costituito da otto giacimenti semiesauriti di gas utilizzati per la modulazione dell'offerta a fronte delle escursioni stagionali della domanda (il gas naturale viene stoccato durante l'estate e utilizzato durante l'inverno), per la sicurezza delle forniture quale la riserva strategica e per il supporto alla produzione nazionale tramite lo stoccaggio minerario. Gli asset di stoccaggio sono di proprietà della Stoccaggi Gas Italia (100% Eni), costituita in attuazione del D.Lgs. 164/2000 di liberalizzazione del mercato italiano del gas.

GAS & POWER: l'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 nell'Eni SpA, e le società controllate operanti nel settore. L'85% 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 3.700 chilometri nella quale l'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* dell'Eni. L'Eni attraverso una rete di gasdotti in Italia lunga circa 30 mila 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 dall'Eni in Italia è di proprietà della controllata Snam Rete Gas (quota Eni 50,06%), 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. In relazione alla scissione parziale di Italgas con attribuzione all'Eni delle partecipazioni possedute da Italgas nelle società di commercializzazione del gas italiane (tra cui il 100% di Italgas Più a sua volta incorporata nell'Eni) ed estere (tra cui il 40% di Tigaz), l'Eni gestisce direttamente circa 5 milioni di clienti del mercato civile e della piccola industria in Italia valorizzando al meglio le proprie strutture commerciali.

L'Eni opera nella distribuzione locale di gas naturale all'estero in Argentina attraverso la Distribuidora de Gas Cuyana, in Ungheria attraverso la Tigaz e la Tigaz 2 e in Slovenia attraverso l'Adriaplin Doo.

Il D.Lgs. 164/2000 ha dettato le norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un forte impatto sull'operatività dell'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;
- la determinazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle tariffe per il trasporto e il dispacciamento, per lo stoccaggio, per l'utilizzo dei terminali di GNL e per la distribuzione tramite reti locali;
- l'obbligo di consentire l'accesso dei terzi al sistema di trasporto di gas naturale secondo un regime regolato.

L'Eni, attraverso EniPower SpA (Eni 100%), è responsabile dello sviluppo del *business* elettrico e possiede le centrali elettriche situate presso i siti dell'Eni di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi e Ferrara con una

potenza installata di 3,3 gigawatt e una produzione venduta di 13,85 terawattora. Il fabbisogno di gas e olio combustibile delle centrali di EniPower è acquistato internamente.

REFINING & MARKETING: l'Eni svolge attività di raffinazione e distribuzione di prodotti petroliferi in Italia, principalmente, e all'estero (Europa e Sud America) attraverso la Divisione Refining & Marketing, nata dall'incorporazione nel 2002 dell'AgipPetroli SpA nell'Eni SpA, e le società controllate operanti nel settore. L'Eni è il maggiore operatore in Italia in termini di capacità complessiva di raffinazione. Il petrolio approvvigionato è acquistato per oltre il 50% dal settore *Exploration & Production* dell'Eni e per la parte residua dai paesi produttori con contratti a termine (29%) e sul mercato *spot* (17%). Oltre il 50% del petrolio approvvigionato è destinato alla lavorazione. Oltre il 30% del petrolio lavorato è di produzione del settore *Exploration & Production* dell'Eni.

PETROLCHIMICA: attraverso la Polimeri Europa SpA e le sue società controllate (Eni 100%), l'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 22% del fabbisogno di materie prime petrolifere utilizzate dagli impianti petrolchimici è fornito dal settore *Refining & Marketing* dell'Eni.

INGEGNERIA E COSTRUZIONI: attraverso la Saipem SpA (quota Eni 43%), società quotata presso la Borsa italiana, e le sue controllate, l'Eni opera nel settore dei servizi di costruzione e di perforazione per l'industria petrolifera. Attraverso la Snamprogetti SpA (Eni 100%) e le sue controllate, l'Eni opera nel campo della fornitura di servizi di ingegneria e *project management* per l'industria petrolifera e petrolchimica. L'8% del portafoglio ordini al 31 dicembre 2004 riguarda lavori commissionati dall'Eni.

Stime significative

La redazione del bilancio secondo i principi contabili italiani e la riconciliazione con i principi contabili *U.S. GAAP* richiedono stime e assunzioni da parte del *management* che possono modificare i valori contabili delle attività, passività e la determinazione delle passività potenziali alla data di bilancio nonché i costi e i ricavi rilevati durante l'esercizio. I valori effettivi potrebbero differire da quelli stimati.

Principi contabili di recente emanazione

Il *Financial Accounting Standards Board* ha emesso nel novembre 2004 il principio n. 151, *Inventory Costs - An amendment of ARB n. 43, Chapter 4* (*SFAS 151*) e nel dicembre 2004 il principio n. 153, *Exchanges of Nonmonetary Assets - An Amendment of APB Opinion n. 29* (*SFAS 153*).

Lo *SFAS 151*, modificando le disposizioni dell'*ARB n. 43*, stabilisce che i costi per impianti inattivi, i materiali di scarto, le spese di trasporto, i costi di movimentazione merci e altri costi similari siano imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento indipendentemente dalla circostanza che siano considerate "eccessive". Inoltre, nell'ottica della convergenza con i principi contabili internazionali (*IFRS*), lo *SFAS 151* prevede che l'attribuzione dei costi fissi di produzione al costo di trasformazione delle rimanenze sia effettuata sulla base del normale livello di produzione rappresentato dalla produzione media che l'impresa prevede di realizzare su un arco temporale in circostanze normali considerando inoltre l'altro, le perdite di capacità produttiva derivanti dalle chiusure degli impianti per manutenzioni programmate. L'applicazione dello *SFAS 151* è chiesta a partire dall'esercizio 2006. L'Eni sta analizzando il principio e allo stato attuale non ritiene che l'adozione avrà un impatto significativo sulla situazione patrimoniale e finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.

Lo *SFAS 153* modifica l'*APB Opinion 29* secondo il quale le permute sono rilevate sulla base del *fair value* degli *asset* ceduti, a eccezione delle permute di beni aventi natura simile che sono rilevate al valore di iscrizione dei beni ceduti. Nell'ottica della convergenza con gli *IFRS*, il nuovo principio elimina l'eccezione dalla rilevazione al *fair value* per le permute di beni aventi natura simile e introduce tale eccezione per permute che non hanno rilevanza commerciale (*commercial substance*), cioè permute dalle quali non ci si attende una rilevante variazione dei flussi di cassa futuri. La prima applicazione dello *SFAS 153* è chiesta a partire dal 1° luglio 2005. L'Eni sta analizzando il principio e allo stato attuale non è in grado di valutare se l'adozione avrà un impatto significativo sulla situazione patrimoniale e finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.

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 immobilizzazioni relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre immobilizzazioni utilizzate nelle attività di esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione.

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
31.12.2003						
Immobilizzazioni relative a riserve certe [a]	8.766	6.103	6.141	8.291	6.389	35.690
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		329	83	696	1.272	2.380
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	262	594	208	32	51	1.147
Immobilizzazioni in corso	826	1.254	1.098	223	1.413	4.814
Costi capitalizzati lordi	**9.854**	**8.280**	**7.530**	**9.242**	**9.125**	**44.031**
Fondi ammortamento e svalutazione	(6.186)	(3.799)	(3.785)	(4.252)	(2.657)	(20.679)
Costi capitalizzati netti	**3.668**	**4.481**	**3.745**	**4.990**	**6.468**	**23.352**
31.12.2004						
Immobilizzazioni relative a riserve certe [a]	9.056	7.192	6.288	7.198	7.698	37.432
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		272	70	561	1.103	2.006
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	252	1.056	209	33	75	1.625
Immobilizzazioni in corso	662	468	1.038	397	882	3.447
Costi capitalizzati lordi	**9.970**	**8.988**	**7.605**	**8.189**	**9.758**	**44.510**
Fondi ammortamento e svalutazione	(6.416)	(3.887)	(3.907)	(3.733)	(3.252)	(21.195)
Costi capitalizzati netti	**3.554**	**5.101**	**3.698**	**4.456**	**6.506**	**23.315**

(a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati per pozzi e impianti relativi alle riserve certe.

Costi sostenuti

I costi sostenuti rappresentano gli importi imputati all'attivo patrimoniale o al conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione.

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
2002						
Acquisizioni di riserve certe				104	24	128
Acquisizioni di riserve probabili e possibili				22	163	189
Costi di ricerca	69	116	203	84	438	902
Costi di sviluppo	440	724	986	316	1.622	4.088
Totale costi sostenuti	**509**	**840**	**1.189**	**526**	**2.243**	**5.307**
2003						
Acquisizioni di riserve certe				308	8	316
Acquisizioni di riserve probabili e possibili				125	6	131
Costi di ricerca	67	80	138	125	243	653
Costi di sviluppo [a]	449	1.106	1.268	286	1.454	4.563
Totale costi sostenuti [b]	**516**	**1.186**	**1.406**	**844**	**1.711**	**5.663**
2004						
Costi di ricerca	64	104	71	66	194	499
Costi di sviluppo [a]	431	965	881	391	1.407	4.075
Totale costi sostenuti	**495**	**1.069**	**952**	**457**	**1.601**	**4.574**

(a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati relativi all'abbandono delle immobilizzazioni secondo lo *SFAS 143 Accounting for asset retirement obligations* per 84 milioni di euro nel 2003 e 233 milioni di euro nel 2004.

(b) Gli importi indicati comprendono il costo di acquisizione della Fortum Petroleum AS (ora Eni Norge AS) per 434 milioni di euro al netto del relativo effetto fiscale di 514 milioni di euro; in particolare sono state incrementate per l'area Mare del Nord le voci: (i) Acquisizioni di riserve certe per 308 milioni di euro; (ii) Acquisizioni di riserve probabili e possibili per 109 milioni di euro; (iii) Costi di ricerca per 17 milioni di euro.

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 dell'Eni. Le relative imposte sul reddito sono state 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 dell'Eni a valere sulla quota di *Profit oil*.

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
2002						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	2.871	1.673	1.856	1.748	281	8.429
- vendite a terzi	253	1.226	186	695	1.414	3.774
Totale ricavi	**3.124**	**2.899**	**2.042**	**2.443**	**1.695**	**12.203**
Costi operativi	(218)	(352)	(317)	(490)	(237)	(1.614)
Imposte sulla produzione	(138)	(110)	(210)	(20)	(47)	(525)
Costi di ricerca	(80)	(71)	(116)	(117)	(294)	(678)
Ammortamenti e svalutazioni [a]	(528)	(532)	(390)	(863)	(758)	(3.071)
Altri (oneri) proventi	(258)	(186)	(122)	(47)	(183)	(796)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.902**	**1.648**	**887**	**906**	**176**	**5.519**
Imposte sul risultato	(751)	(852)	(578)	(445)	(83)	(2.709)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.151**	**796**	**309**	**461**	**93**	**2.810**
2003						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	2.609	1.469	1.946	1.913	345	8.282
- vendite a terzi	153	1.188	164	822	1.595	3.922
Totale ricavi	**2.762**	**2.657**	**2.110**	**2.735**	**1.940**	**12.204**
Costi operativi	(222)	(316)	(283)	(446)	(235)	(1.502)
Imposte sulla produzione	(136)	(97)	(235)	(11)	(79)	(558)
Costi di ricerca	(89)	(70)	(113)	(96)	(276)	(644)
Ammortamenti e svalutazioni [a]	(458)	(420)	(377)	(759)	(734)	(2.748)
Altri (oneri) proventi	(170)	(264)	(121)	14	(289)	(830)
Effetto dell'attualizzazione (*SFAS 143*) [b]	(37)	(5)	(14)	(42)	(4)	(102)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.650**	**1.485**	**967**	**1.395**	**323**	**6.820**
Imposte sul risultato	(629)	(788)	(617)	(750)	(111)	(2.895)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.021**	**697**	**350**	**645**	**212**	**3.925**
2004						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	2.633	1.868	2.762	2.083	508	9.854
- vendite a terzi	148	1.364	306	709	2.086	4.613
Totale ricavi	**2.781**	**3.232**	**3.068**	**2.792**	**2.594**	**14.467**
Costi operativi	(223)	(292)	(322)	(405)	(289)	(1.531)
Imposte sulla produzione	(118)	(91)	(379)	(13)	(163)	(764)
Costi di ricerca	(57)	(47)	(71)	(93)	(155)	(423)
Ammortamenti e svalutazioni [a]	(489)	(437)	(482)	(687)	(849)	(2.944)
Altri (oneri) proventi	(98)	(368)	(216)	97	(208)	(793)
Effetto dell'attualizzazione (*SFAS 143*) [b]	(37)	(5)	(17)	(15)	(6)	(80)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.759**	**1.992**	**1.581**	**1.676**	**924**	**7.932**
Imposte sul risultato	(632)	(994)	(945)	(948)	(305)	(3.824)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.127**	**998**	**636**	**728**	**619**	**4.108**

(a) Include svalutazioni di *asset* per 227 milioni di euro nel 2002, 210 milioni di euro nel 2003 e 300 milioni di euro nel 2004.
(b) Rappresenta l'effetto finanziario per il trascorrere del tempo della futura obbligazione legata ai costi di abbandono secondo lo *SFAS 143 Accounting for asset retirement obligations*.

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 le *royalties* dovute a 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 dall'Eni per le riserve certe di petrolio e gas rispecchiano le regole specifiche fissate dalla *U.S. Securities and Exchange Commission*. Le valutazioni relative alle riserve certe, sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2001, 2002, 2003 e 2004 sono basate sui dati elaborati dall'Eni.

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. Sono inoltre incluse nelle riserve le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico dell'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 di petrolio e gas relative ai *PSA* rappresentano il 43%, 46% e 51% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2002, 2003 e 2004.

Le riserve certe comprendono le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo e i volumi di gas naturale presenti nei campi di stoccaggio dell'Eni in Italia. Le riserve di gas in questi campi sono costituite dalle riserve residue di giacimento e dai volumi di gas immessi in periodi successivi provenienti da altri campi di proprietà dell'Eni. Non sono inclusi i volumi di terzi o acquistati da terzi. Il gas prelevato dagli stoccaggi risulta prodotto e quindi dedotto dai volumi delle riserve certe quando venduto ad acquirenti terzi.

I metodi di valutazione delle riserve certe e di previsione dei tassi futuri di produzione e del tempo di realizzazione degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di aleatorietà. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono richiedere delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sulla quantità 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 dalle quantità di petrolio e di gas naturale che alla fine verranno effettivamente estratte.

Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale dell'Eni per gli anni 2002, 2003 e 2004.

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

(milioni di barili)

Riserve certe di petrolio	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.2001	**309**	**1.171**	**976**	**552**	**940**	**3.948**
Acquisizioni				13	12	25
Revisioni di precedenti stime	2	(31)	112	4	(33)	54
Miglioramenti di recupero		14	1			15
Estensioni e nuove scoperte	11	10	14	18	104	157
Produzione	(30)	(92)	(81)	(77)	(54)	(334)
Cessioni	(37)			(12)	(33)	(82)
Riserve al 31.12.2002	**255**	**1.072**	**1.022**	**498**	**936**	**3.783**
Acquisizioni				86		86
Revisioni di precedenti stime	21	51	59	52	153	336
Miglioramenti di recupero		15	16			31
Estensioni e nuove scoperte	6	32	28		214	280
Produzione	(30)	(90)	(87)	(86)	(64)	(357)
Cessioni				(21)		(21)
Riserve al 31.12.2003	**252**	**1.080**	**1.038**	**529**	**1.239**	**4.138**
Revisioni di precedenti stime	(1)	(22)	44	12	(18)	15
Miglioramenti di recupero		11	48	4		63
Estensioni e nuove scoperte	4	20	54	4	144	206
Produzione	(30)	(94)	(104)	(74)	(75)	(377)
Cessioni		(2)	(4)	(25)	(6)	(37)
Riserve al 31.12.2004	**225**	**993**	**1.056**	**450**	**1.284**	**4.008**

(milioni di barili)

Riserve certe sviluppate di petrolio	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.2001	171	685	539	476	443	2.314
Riserve al 31.12.2002	168	610	554	426	483	2.241
Riserve al 31.12.2003	173	640	560	464	610	2.447
Riserve al 31.12.2004	174	655	588	386	668	2.471

Gas naturale

(milioni di metri cubi)

Riserve certe di gas naturale	Italia [a]	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.2001	**159.716**	**155.987**	**26.210**	**53.567**	**87.942**	**483.422**
Acquisizioni				2.454		2.454
Revisioni di precedenti stime	604	7.281	216	3.266	35.061	46.428
Estensioni e nuove scoperte	2.946	269	18.008	2.095	6.316	29.634
Produzione	(12.905)	(6.006)	(1.020)	(5.697)	(6.458)	(32.086)
Cessioni	(432)			(1.918)		(2.350)
Riserve al 31.12.2002	**149.929**	**157.531**	**43.414**	**53.767**	**122.861**	**527.502**
Acquisizioni	295			12.041	212	12.548
Revisioni di precedenti stime	(21.753)	(3.469)	4.873	3.923	9.197	(7.229)
Estensioni e nuove scoperte	2.387	6.847		10	2.826	12.070
Produzione	(12.892)	(6.087)	(1.390)	(6.490)	(7.795)	(34.654)
Cessioni				(310)		(310)
Riserve al 31.12.2003	**117.966**	**154.822**	**46.897**	**62.941**	**127.301**	**509.927**
Revisioni di precedenti stime	2.992	23.016	3.653	2.151	2.388	34.200
Miglioramenti di recupero			289			289
Estensioni e nuove scoperte	824	11.876		1.079	6.292	20.071
Produzione	(11.586)	(6.983)	(1.874)	(6.241)	(8.581)	(35.265)
Cessioni	(2.072)	(16)		(1.841)	(3.273)	(7.202)
Riserve al 31.12.2004	**108.124**	**182.715**	**48.965**	**58.089**	**124.127**	**522.020**

(milioni di metri cubi)

Riserve certe sviluppate di gas naturale	Italia [a]	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.2001	103.789	31.217	16.543	48.737	34.568	234.854
Riserve al 31.12.2002	96.206	30.690	24.429	48.899	36.335	236.559
Riserve al 31.12.2003	83.996	27.226	24.520	58.754	95.008	289.504
Riserve al 31.12.2004	80.719	49.833	26.154	52.249	88.409	297.364

(a) I dati al 31 dicembre 2001, 2002, 2003 e 2004 comprendono rispettivamente, 20.618, 22.065, 21.144 e 20.875 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

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 2002, 2003 e 2004 includono i pagamenti annuali che la Divisione Gas & Power dell'Eni e altre società di trasporto e distribuzione gas terze effettueranno per assicurarsi il soddisfacimento di specifici picchi di domanda. Tale capacità è ottenuta attraverso l'utilizzazione di gas estratto dai campi di produzione e immesso nei campi di stoccaggio.

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 l'Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle sopra citate 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 dell'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.

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
31.12.2002						
Entrate di cassa future	32.809	41.797	29.242	19.645	26.500	149.993
Costi futuri di produzione	(4.367)	(10.354)	(6.795)	(4.748)	(4.310)	(30.574)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.755)	(3.880)	(2.706)	(1.523)	(2.459)	(13.323)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**25.687**	**27.563**	**19.741**	**13.374**	**19.731**	**106.096**
Imposte sul reddito future	(8.885)	(12.164)	(11.320)	(7.598)	(5.593)	(45.560)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**16.802**	**15.399**	**8.421**	**5.776**	**14.138**	**60.536**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.471)	(7.411)	(3.534)	(1.577)	(6.063)	(26.056)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**9.331**	**7.988**	**4.887**	**4.199**	**8.075**	**34.480**
31.12.2003						
Entrate di cassa future	24.641	36.484	25.074	19.590	28.505	134.294
Costi futuri di produzione	(3.879)	(7.868)	(5.847)	(5.458)	(4.763)	(27.815)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.080)	(3.762)	(2.005)	(1.084)	(2.575)	(11.506)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**18.682**	**24.854**	**17.222**	**13.048**	**21.167**	**94.973**
Imposte sul reddito future	(6.113)	(10.296)	(8.979)	(7.614)	(6.073)	(39.075)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**12.569**	**14.558**	**8.243**	**5.434**	**15.094**	**55.898**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.056)	(6.646)	(3.130)	(1.872)	(7.930)	(24.634)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**7.513**	**7.912**	**5.113**	**3.562**	**7.164**	**31.264**
31.12.2004						
Entrate di cassa future	28.582	40.373	28.395	20.435	32.619	150.404
Costi futuri di produzione	(3.635)	(7.237)	(6.664)	(5.082)	(4.858)	(27.476)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.210)	(4.073)	(1.873)	(1.419)	(2.874)	(12.448)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**22.737**	**29.063**	**19.858**	**13.934**	**24.888**	**110.480**
Imposte sul reddito future	(7.599)	(11.487)	(10.949)	(8.824)	(6.736)	(45.595)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**15.138**	**17.576**	**8.909**	**5.110**	**18.152**	**64.885**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(6.006)	(7.592)	(3.267)	(1.350)	(9.412)	(27.627)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**9.132**	**9.984**	**5.642**	**3.760**	**8.740**	**37.258**

PRICEWATERHOUSECOOPERS

69421/467

PricewaterhouseCoopers SpA

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

Agli Azionisti della
Eni SpA

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato della Eni SpA e controllate (Gruppo Eni) chiuso al 31 dicembre 2004. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato compete agli amministratori della Eni SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonchè 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 consolidato presenta, ai fini comparativi, i dati dell'esercizio precedente, in conformità a quanto richiesto dalla legge; inoltre sono inclusi, per una migliore informativa, anche i dati del conto economico dell'esercizio 2002. Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 26 aprile 2004. Per il giudizio relativo al bilancio di cui è parte il conto economico dell'esercizio 2002, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 29 aprile 2003.

PRICEWATERHOUSECOOPERS

69421/468

3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Eni SpA al 31 dicembre 2004 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico del gruppo.

Roma, 21 aprile 2005

PricewaterhouseCoopers SpA

Alberto Giussani
(Revisore contabile)

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La seguente tabella indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2002, 2003 e 2004.

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Valore all'inizio dell'esercizio	26.771	34.480	31.264
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(10.064)	(10.144)	(12.172)
- variazioni nette dei prezzi di vendita futuri, al netto dei costi di produzione	18.936	(1.050)	13.031
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.810	1.855	2.806
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.697)	(3.576)	(3.437)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	4.287	4.864	4.229
- revisioni delle quantità stimate	1.715	2.348	1.658
- effetto dell'attualizzazione	4.279	5.585	5.328
- variazione netta delle imposte sul reddito	(9.318)	105	(4.805)
- acquisizioni di riserve	387	1.488	
- cessioni di riserve	(646)	(222)	(727)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(980)	(4.469)	83
Saldo aumenti (diminuzioni)	7.709	(3.216)	5.994
Valore alla fine dell'esercizio	34.480	31.264	37.258

F.to Roberto Poli

F.to Roberto Poli

F.to PAOLO CASTELLINI Notaio

69421/470

Eni

Relazioni e bilancio di esercizio dell'Eni SpA

2004

CASTELLINI PALOMBA
ROMA

69421/47

andamento operativo

Divisione Exploration & Production

Riserve certe di idrocarburi

Al 31 dicembre 2004 le riserve certe di idrocarburi dell'Eni SpA sono 761 milioni di barili di petrolio equivalente (boe) con una diminuzione di 87 milioni di boe rispetto al 31 dicembre 2003, pari al 10%.

Riserve certe di idrocarburi

		2003	2004	Variazione assoluta	Variazione %
Gas naturale [1]	(milioni di boe)	596	536	(60)	(10,1)
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	252	225	(27)	(10,7)
Idrocarburi	(milioni di boe)	**848**	**761**	(87)	(10,3)

(1) A partire dall'esercizio 2004, il gas naturale è convertito in boe utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615 (0,0063 nel 2003).

La riduzione delle riserve di gas naturale di 60 milioni di boe è dovuta alla produzione dell'anno (69 milioni di boe), i cui effetti sono stati solo in parte compensati dalla scoperta del giacimento Capparuccia (5 milioni di boe) e dalla revisione di precedenti stime.

La riduzione delle riserve di petrolio e condensati di 27 milioni di barili è dovuta essenzialmente alla produzione dell'anno (29 milioni di barili), i cui effetti sono stati solo in parte compensati dalla scoperta del giacimento Tresa.

Portafoglio minerario

Al 31 dicembre 2004 il portafoglio minerario dell'Eni SpA sul territorio nazionale consiste in 73 permessi di esplorazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 20.451 chilometri quadrati (24.469 al 31 dicembre 2003) e 141 concessioni di coltivazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 13.183 chilometri quadrati (13.084 al 31 dicembre 2003). Nel 2004 sono stati ottenuti 4 nuovi titoli minerari relativi a 1 permesso di ricerca e a 3 concessioni di coltivazione.

Produzioni

Nel 2004 la produzione di idrocarburi è stata di 98,4 milioni di boe (107,2 nel 2003) corrispondenti alla produzione giornaliera di 268.908 boe (293.548 nel 2003).

La produzione di gas naturale (11,2 miliardi di metri cubi) è diminuita di 0,94 miliardi di metri cubi, pari al 7,7%, a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi situati nell'*offshore* adriatico e ionico (Porto Garibaldi/Agostino, Emilio e Luna).

La produzione di petrolio e condensati (29,4 milioni di barili) è diminuita di 1,2 milioni di barili, pari al 4%, a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi (in particolare Villafortuna/Trecate, Ragusa e Aquila) solo parzialmente compensato dall'aumento di produzione in Val d'Agri che ha risentito della fermata degli impianti per consentire l'allacciamento del quarto treno di trattamento del centro olio.

69421/472

Divisione Gas & Power

Approvvigionamenti di gas naturale

Nel 2004 i volumi di gas naturale approvvigionati dalla Divisione Gas & Power (68 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 4,19 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari al 6,6%, a seguito dei maggiori acquisti dall'estero (5,05 miliardi di metri cubi), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi di gas di produzione nazionale (0,86 miliardi di metri cubi). I volumi di gas approvvigionati all'estero (56,70 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'83,3% del totale (81% nel 2003).

All'estero gli incrementi hanno riguardato gli acquisti dalla Russia (1,70 miliardi di metri cubi), anche a seguito della progressiva entrata a regime del contratto di fornitura di lungo termine stipulato nel 1996 con Gazexport, nonché dall'Algeria, dai Paesi Bassi e dalla Norvegia (in aumento rispettivamente di 2,33, 1,04 e 0,30 miliardi di metri cubi). In diminuzione gli acquisti di GNL dall'Algeria (0,71 miliardi di metri cubi) a seguito delle minori consegne da parte della Sonatrach dovute al verificarsi all'inizio dell'anno di un incidente all'impianto di liquefazione di Skikda che ne ha ridotto la capacità di lavorazione.

Nell'anno sono stati prelevati dal deposito presso Stoccaggi Gas Italia SpA 0,93 miliardi di metri cubi (0,84 miliardi nel 2003).

Approvvigionamenti di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2003 (1)	2004	Variazione assoluta	Variazione %
Produzione nazionale Divisione E&P	11,73	10,81	(0,92)	(7,8)
Acquisti Italia	0,43	0,49	0,06	14,0
Italia	**12,16**	**11,30**	**(0,86)**	**(7,1)**
Russia	18,92	20,62	1,70	9,0
Algeria	16,53	18,86	2,33	14,1
Paesi Bassi	7,41	8,45	1,04	14,0
Norvegia	5,44	5,74	0,30	5,5
Croazia	0,65	0,68	0,03	4,6
Altri	0,00	0,08	0,08	
Algeria GNL	1,98	1,27	(0,71)	(35,9)
Altri GNL	0,72	1,00	0,28	38,9
Estero	**51,65**	**56,70**	**5,05**	**9,8**
Totale approvvigionamenti	**63,81**	**68,00**	**4,19**	**6,6**
Prelievi da stoccaggio	0,84	0,93	0,09	10,7
Perdite di rete e differenze di misura	(0,32)	(0,21)	0,11	(34,4)
Disponibilità per le vendite	**64,33**	**68,72**	**4,39**	**6,8**

(1) I dati relativi agli "Acquisti Italia" e alle "Perdite di rete e differenze di misura" sono stati modificati, rispettivamente di 0,04 e 0,08 miliardi di metri cubi, per tener conto dell'incorporazione dell'Italgas Più SpA nell'Eni SpA.

☐ Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2003 (1)	2004	Variazione assoluta	Variazione %
Grossisti	16,43	15,26	(1,17)	(7,1)
Gas Release	0,00	0,54	0,54	
Clienti finali:	34,46	34,62	0,16	0,5
- industriali	13,05	12,30	(0,75)	(5,7)
- termoelettrici	15,03	15,92	0,89	5,9
- residenziali	6,38	6,40	0,02	0,3
Italia	**50,89**	**50,42**	**(0,47)**	**(0,9)**
Resto d'Europa	**11,54**	**14,60**	**3,06**	**26,5**
Totale vendite a terzi	**62,43**	**65,02**	**2,59**	**4,1**
Vendite a società del Gruppo/Divisioni dell'Eni SpA	**1,90**	**3,70**	**1,80**	**94,7**
	64,33	**68,72**	**4,39**	**6,8**

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.
(1) A seguito dell'incorporazione di Italgas Più SpA i dati 2003 sono stati opportunamente riclassificati/modificati.

Nel 2004 le vendite di gas naturale a terzi (65,02 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 2,59 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari al 4,1%, a seguito dell'incremento delle vendite nel resto d'Europa (3,06 miliardi di metri cubi), parzialmente assorbito dalla diminuzione delle vendite in Italia.

Le vendite di gas naturale in Italia (50,42 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,47 miliardi di metri cubi rispetto al 2003, pari allo 0,9%, a seguito della riduzione registrata nei settori grossisti (1,17 miliardi di metri cubi), anche in relazione al differente impatto climatico, e industriale (0,75 miliardi di metri cubi), nonché della circostanza che nel quarto trimestre parte delle forniture ad alcuni operatori di questi settori (0,54 miliardi di metri cubi), in particolare ai grossisti, è stata effettuata in relazione ai provvedimenti dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (cosiddetta *gas release*)[1]. Queste riduzioni sono state parzialmente compensate dall'incremento delle vendite registrato nel settore termoelettrico (0,89 miliardi di metri cubi).

Le vendite nel resto d'Europa (14,60 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 3,06 miliardi di metri cubi, pari al 26,5%, a seguito degli incrementi registrati: (i) nelle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a operatori italiani del settore (1,18 miliardi di metri cubi), in particolare alla Edison e alla Cir Energia; (ii) in Spagna (0,63 miliardi di metri cubi), in relazione alla crescita dei volumi venduti all'operatore elettrico Iberdrola e all'avvio delle forniture alla collegata Union Fenosa Gas (50% Eni); (iii) nel Nord Europa, in relazione alla maggiore attività di commercializzazione svolta (0,49 miliardi di metri cubi); (iv) in Germania e in Austria, in relazione all'avvio delle forniture alla collegata GVS (Eni 50%) e ad altro operatore tedesco (0,60 miliardi di metri cubi).

Gli autoconsumi[2] (3,70 miliardi di metri cubi, 1,90 miliardi nel 2003) hanno riguardato essenzialmente le forniture all'EniPower SpA (2,61 miliardi di metri cubi), alla Polimeri Europa SpA (0,34 miliardi di metri cubi), nonché alla Divisione Refining & Marketing (0,26 miliardi di metri cubi).

(1) È stata concordata con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato la cessione da parte dell'Eni, al punto di entrata di Tarvisio della rete nazionale di gasdotti, di un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas naturale (2,3 miliardi di metri cubi l'anno) nei quattro anni termici del periodo 1° ottobre 2004-30 settembre 2008.
(2) Ai sensi dell'art. 19 comma 4 del D.Lgs. 164/2000, le quantità di gas autoconsumato direttamente dall'impresa o da società controllate sono escluse dal calcolo dei tetti sulle vendite ai clienti finali e sulle immissioni nella rete nazionale di gasdotti ai fini della vendita in Italia.

Divisione Refining & Marketing

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2004 sono state acquistate 63,72 milioni di tonnellate di petrolio (60,22 milioni nel 2003), di cui 35,73 milioni dal settore Exploration & Production, 19,2 milioni dai paesi produttori con contratti a termine e 8,79 milioni sul mercato *spot*. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 26% dall'Africa Occidentale, 23% dall'Africa Settentrionale, 17% dal Mare del Nord, 13% dai paesi dell'ex CSI, 12% dal Medio Oriente, 7% dall'Italia e 2% da altre aree. Sono state commercializzate 33,41 milioni di tonnellate di petrolio[3] con un incremento di 1,71 milioni di tonnellate rispetto al 2003, pari al 5,4%, a seguito essenzialmente di maggiori disponibilità di greggi *equity*. Sono state acquistate 3,10 milioni di tonnellate di semilavorati (3,43 milioni nel 2003) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 9,35 milioni di tonnellate di prodotti (8,28 milioni nel 2003) destinati al mercato italiano (4,98 milioni di tonnellate), a completamento delle disponibilità di produzione, e alla vendita sui mercati esteri (4,37 milioni di tonnellate).

Approvvigionamenti di greggio

(milioni di tonnellate)	2003	2004	Variazione assoluta	Variazione %
Produzione Eni estero	29,38	31,70	2,32	7,9
Produzione Eni nazionale	4,18	4,03	(0,15)	(3,6)
Totale produzione Eni	**33,56**	**35,73**	**2,17**	**6,5**
Acquisti *spot*	9,50	8,79	(0,71)	(7,5)
Contratti a termine	17,06	19,20	2,14	12,5
Acquisti da altre società del Gruppo	0,10	0,00	(0,10)	(100,0)
	60,22	**63,72**	**3,50**	**5,8**

Trasporto via mare

Il trasporto via mare di petrolio e di prodotti petroliferi è stato effettuato con 31 navi noleggiate con contratti a tempo (*time charter*) e con 339 navi noleggiate con contratto a viaggi singoli (contratti *spot*). Sono state movimentate 24 milioni di tonnellate di petrolio (23,7 milioni di tonnellate nel 2003), di cui 2,7 milioni per conto terzi e circa 16,5 milioni di tonnellate di prodotti petroliferi, di cui 1,9 milioni per conto terzi. I trasporti con *time charter* hanno riguardato 15,1 milioni di tonnellate di petrolio e 12,7 milioni di tonnellate di prodotti.

È stata intensificata l'attività di selezione della qualità delle navi utilizzate per il trasporto (*vetting*) con l'obiettivo di migliorare progressivamente lo standard qualitativo e di ridurre l'età media. I contratti *time charter* hanno riguardato unità di nuova generazione, portando a 4,2 anni l'età media della flotta impiegata con questi contratti (4,5 anni nel 2003). In un contesto del mercato dei noli caratterizzato da una crescente volatilità e dalla tendenza al rialzo delle tariffe, il ricorso ai *time charter* sulla base di termini temporali più estesi consente di ottenere vantaggi di costo rispetto ai contratti *spot*.

(3) La Divisione Refining & Marketing acquista circa il 70% 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 caratteristiche e area geografica di produzione non sono adatti alla lavorazione nelle proprie raffinerie.

69421/475

☐ Raffinazione

Nel 2004 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia (33,36 milioni di tonnellate) sono aumentate di 1,56 milioni di tonnellate rispetto al 2003, pari al 4,9%, a seguito essenzialmente delle maggiori lavorazioni sulle raffinerie di Gela, Taranto e Sannazzaro, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto della fermata per manutenzione delle raffinerie di Livorno e di Milazzo. Le lavorazioni complessive (in conro proprio e in conto terzi) sulle raffinerie interamente possedute sono state di 26,76 milioni di tonnellate (25,09 milioni nel 2003) con il pieno utilizzo della capacità bilanciata (99,6% nel 2003). Il 35,8% del petrolio lavorato (10,85 milioni di tonnellate) è di produzione Eni (34,8% nel 2003).

Disponibilità di prodotti petroliferi

(milioni di tonnellate)	2003	2004	Variazione assoluta	Variazione %
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	25,09	26,76	1,67	6,7
Lavorazioni in conto terzi	(1,72)	(1,50)	0,22	(12,8)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi [1]	8,43	8,10	(0,33)	(3,9)
Lavorazioni in conto proprio	**31,80**	**33,36**	**1,56**	**4,9**
Consumi e perdite	(1,41)	(1,38)	0,03	(1,8)
Prodotti disponibili da lavorazioni in Italia	**30,39**	**31,98**	**1,59**	**5,2**
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	8,46	9,47	1,01	11,9
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,25)	(0,23)	0,02	(8,4)
Prodotti venduti in Italia e all'estero	**38,60**	**41,22**	**2,62**	**6,8**

(1) Include le lavorazioni della Raffineria di Milazzo ScpA (quota Eni 50%) e della Erg Raffinerie Mediterranee Srl (quota Eni 28%).

Produzioni in conto proprio per prodotto

(milioni di tonnellate)	2003	2004	Variazione assoluta	Variazione %
Gasolio	12,31	12,29	(0,02)	(0,2)
Benzine	7,82	8,23	0,41	5,2
Olio combustibile	3,65	4,45	0,80	21,9
Cherosene	1,27	1,20	(0,07)	(5,5)
Virgin nafta	1,06	1,04	(0,02)	(1,9)
Basi lubrificanti	0,58	0,53	(0,05)	(8,6)
GPL	0,58	0,67	0,09	15,5
Altri	3,12	3,57	0,45	14,4
Totale	**30,39**	**31,98**	**1,59**	**5,2**

☐ Scorte

Al 31 dicembre 2004 le scorte di petrolio greggio e di prodotti petroliferi sono 7,0 milioni di tonnellate, di cui circa 5,1 milioni sono a fronte dell'obbligo previsto dal D.P.R. 31 gennaio 2001, n. 22 la cui misura è determinata annualmente dal Ministero delle attività produttive.

☐ Distribuzione di prodotti petroliferi

Le vendite di prodotti petroliferi (41,22 milioni di tonnellate) sono aumentate di 2,62 milioni di tonnellate, pari al 6,8%, a seguito essenzialmente delle maggiori vendite all'estero (1,57 milioni di tonnellate), in particolare a società petrolifere e a *trader* (1,2 milioni di tonnellate), e in Italia per effetto: (i) delle maggiori vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni dell'Eni SpA (450 mila tonnellate); (ii) dell'aumento delle "Altre vendite" (380 mila tonnellate) e delle vendite alla petrolchimica (230 mila tonnellate). Questi aumenti sono stati in parte assorbiti dalla riduzione registrata sul mercato rete (100 mila tonnellate).

Vendite di prodotti petroliferi

(milioni di tonnellate)	2003	2004	Variazione assoluta	Variazione %
Rete	8,99	8,89	(0,10)	(1,1)
Extrarete	4,41	4,50	0,09	2,0
	13,40	**13,39**	**(0,01)**	**(0,1)**
Vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni dell'Eni SpA	9,16	9,61	0,45	4,9
Altre vendite (1)	5,05	5,43	0,38	7,5
Petrolchimica	2,79	3,02	0,23	8,2
Vendite in Italia	**30,40**	**31,45**	**1,05**	**3,5**
Vendite a terzi estero	5,62	6,81	1,19	21,2
Vendite a società del Gruppo all'estero	2,58	2,96	0,38	14,7
Vendite in Italia e all'estero	**38,60**	**41,22**	**2,62**	**6,8**

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

Vendite rete Italia

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia (8,89 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,10 milioni di tonnellate, pari all'1,1%, a seguito essenzialmente delle vendite/chiusure di stazioni di servizio e della riduzione delle concessioni autostradali in esito al processo di gara, i cui effetti sono stati quasi interamente compensati dalle maggiori vendite sugli impianti ad alto erogato.

La quota di mercato è diminuita di 0,5 punti percentuali, passando dal 30,0% al 29,5%; l'erogato medio è aumentato del 4,5% (da 2.418 a 2.528 mila litri), anche a seguito del successo commerciale della linea di prodotti "Blu" (BluDiesel e BluSuper).

Al 31 dicembre 2004 la rete di distribuzione è costituita da 4.329 stazioni di servizio (di cui circa il 77% di proprietà) con una diminuzione di 32 unità rispetto al 31 dicembre 2003 a seguito delle chiusure (48 unità), del saldo negativo tra cessioni/acquisti con la Italiana Petroli SpA (16 unità), della riduzione delle concessioni autostradali in esito al processo di gara (5 unità), in parte compensate dall'apertura di nuove stazioni di servizio (26 unità, di cui 2 autostradali) e dal saldo positivo di 11 unità derivante dalla stipula/risoluzione di contratti di convenzionamento.

Nell'ambito della strategia di miglioramento della qualità e della differenziazione dei carburanti, nel giugno 2004 è stata avviata la commercializzazione della nuova benzina BluSuper che grazie all'elevato potere antidetonante assicurato dal più alto numero di ottani (98 contro i 95 delle benzine comuni) e all'assenza di zolfo e alla presenza di additivi speciali migliora e garantisce nel tempo le prestazioni e l'efficienza dei motori e riduce le emissioni inquinanti. Nel 2004 le vendite di BluSuper sono state di 82 milioni di litri; a fine 2004 le stazioni di servizio a marchio Agip che commercializzano BluSuper sono circa 1.000 (circa il 23% del totale).

Nel 2004 è proseguito il processo di rinnovo del parco automobilistico italiano a beneficio dei motori diesel che ha comportato l'incremento dell'incidenza delle vendite di gasolio sul totale delle vendite di carburanti per autotrazione (53,5% contro il 50% circa nel 2003). In tale contesto, il BluDiesel ha continuato a guadagnare quote di mercato con vendite di 1,2 miliardi di litri (+37,8% rispetto al 2003), corrispondenti al 20,6% dei volumi complessivi di gasolio venduti sulla rete (16% nel 2003) e al 6,7% delle vendite totali di gasolio sul mercato italiano (5,2% nel 2003). A fine 2004 le stazioni di servizio che commercializzano BluDiesel sono circa 3.900 (circa 3.700 a fine 2003), pari a circa il 90% del totale.

Nel 2004 è stata avviata la campagna promozionale "Club Fai da Te", che prevede l'accredito dei punti su di una *fidelity card* a ogni rifornimento presso le "Isole Fai da Te". L'accumulo dei punti dà diritto a sconti sull'acquisto di carburanti o, in alternativa, premi (accordi con Vodafone e Coop), nonché il riconoscimento di un bonus per i clienti più fedeli. A fine 2004 le *card* attive sono oltre 3,8 milioni; l'incremento dei punti registrati sulle carte è di circa il 50% rispetto al 2003.

Vendite sul mercato rete

(milioni di tonnellate)	2003	2004	Variazione assoluta	Variazione %
Gasolio	4,44	4,75	0,31	7,0
Benzina	4,30	3,93	(0,37)	(8,6)
GPL	0,24	0,20	(0,04)	(16,7)
Lubrificanti	0,01	0,01	0,00	0,0
Totale	**8,99**	**8,89**	**(0,10)**	**(1,1)**
Numero stazioni di servizio	4.361	4.329	(32)	(0,7)

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

L'attività riguarda le forniture ad alcuni grandi clienti integrati con la produzione, nonché il GPL, i lubrificanti e i prodotti speciali.

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (4,50 milioni di tonnellate) sono aumentate di 90 mila tonnellate rispetto al 2003, pari al 2%, a seguito essenzialmente delle maggiori vendite di bitumi e di olio combustibile al settore termoelettrico.

Le vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni dell'Eni SpA in Italia di 9,61 milioni di tonnellate (9,16 milioni nel 2003) hanno riguardato in particolare le forniture: (i) all'AgipFuel SpA (6,05 milioni di tonnellate), che vende ai grandi e piccoli rivenditori e ai consumatori; (ii) alla Italiana Petroli SpA (2,03 milioni di tonnellate); (iii) alla Raffineria di Gela Srl (1,28 milioni di tonnellate); (iv) all'EniPower SpA (213 mila di tonnellate).

Le altre vendite (5,43 milioni di tonnellate) sono aumentate di 380 mila tonnellate, pari al 7,5%, a seguito delle maggiori vendite di combustibili navi, nonché alle società petrolifere e ai *trader*.

Le vendite alla Petrolchimica in Italia (3,02 milioni di tonnellate) sono aumentate di 230 mila tonnellate, pari all'8,2%, a seguito essenzialmente della maggiore domanda di prodotti specifici da produzione di raffineria.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004	Variazione assoluta	Variazione %
Divisione Exploration & Production	515	431	(84)	(16,3)
Divisione Gas & Power	2	48	46	..
Divisione Refining & Marketing	401	506	105	26,2
Corporate	102	61	(41)	(40,2)
Investimenti tecnici	**1.020**	**1.046**	**26**	**2,5**

Gli investimenti tecnici della Divisione Exploration & Production (431 milioni di euro) riguardano essenzialmente le attività di sviluppo (353 milioni di euro; 429 milioni di euro nel 2003) e l'attività esplorativa (67 milioni di euro; 69 milioni nel 2003).

Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) la prosecuzione del programma di realizzazione dei nuovi campi *onshore* Candela e Miglianico e il completamento della piattaforma del campo di Naide; (ii) l'avanzamento del programma di perforazione e il completamento del quarto treno di trattamento del centro olio in Val d'Agri; (iii) l'ottimizzazione di giacimenti a gas in produzione attraverso interventi sui pozzi di coltivazione (Agostino, Barbara E-G, Emilio, Garibaldi B e Regina).

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato essenzialmente l'*onshore* siciliano e alcune aree dell'Italia Centrale. Sono stati perforati 6 pozzi (8 nel 2003), di cui 3 mineralizzati a gas e 1 a olio. L'attività esplorativa ha dato esiti positivi con i seguenti pozzi: (i) Civita 1 Dir (Eni 70%) nell'*onshore* abruzzese nella concessione omonima, mineralizzato a gas; (ii) Tresauro 1 Dir (Eni 45%) situato nell'*onshore* siciliano nella concessione omonima, mineralizzato a olio; (iii) Monte dell'Aquila 1 Dir (Eni 100%) nell'*onshore* siciliano nella concessione Bronte S. Nicola, mineralizzato a gas e condensati; (iv) Monte Guzzo 1 Dir (Eni 25%) nell'*onshore* marchigiano nella concessione Montegranaro, mineralizzato a gas.

Gli investimenti tecnici della Divisione Gas & Power (48 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente la realizzazione di un sistema per la riparazione di condotte sottomarine e la realizzazione di nuovi sistemi informatici.

Gli investimenti tecnici della Divisione Refining & Marketing (506 milioni di euro) hanno riguardato principalmente: (i) la raffinazione (305 milioni di euro) e la logistica (17 milioni di euro), in particolare la realizzazione del gassificatore del tar (residuo pesante da lavorazione) presso la raffineria di Sannazzaro (128 milioni di euro), nonché interventi finalizzati al mantenimento dell'efficienza degli impianti e al rispetto degli obblighi di legge in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) la rete di distribuzione di prodotti petroliferi (159 milioni di euro), riguardanti in particolare la ristrutturazione, il potenziamento e la realizzazione di nuovi impianti (117 milioni di euro), nonché il rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (32 milioni di euro); (iii) il GPL (18 milioni di euro). Gli investimenti complessivi in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 92 milioni di euro (18% del totale).

Gli investimenti tecnici della Corporate hanno riguardato il progetto EST (44 milioni di euro) e le attrezzature informatiche (17 milioni di euro).

☐ Ricerca scientifica e tecnologica

I costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 181 milioni di euro (159 milioni di euro nel 2003), di cui 47 riferiti alla Divisione Exploration & Production, 31 alla Divisione Refining & Marketing e 103 alla Corporate riguardanti in particolare il progetto EST (44 milioni di euro) e il concorso dell'Eni ai progetti di ricerca sviluppati dalle società del Gruppo. 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, artt. 14-18)

Il Ministero delle attività produttive ha riconosciuto all'Eni SpA agevolazioni finanziarie per alcuni progetti di ricerca in corso di attuazione. In ottemperanza a quanto previsto dall'art. 8 degli appositi decreti di concessione, sono indicati di seguito i costi agevolabili sostenuti al 31 dicembre 2004 a fronte dei seguenti programmi di ricerca:

(migliaia di euro)

Programma di ricerca	Numero e data del decreto del Ministero delle attività produttive	Costi
Metodi avanzati per il monitoraggio della subsidenza e la modellizzazione dei giacimenti	180 del 4/10/2002	2.425
Acquisizione sismica ad alta risoluzione	181 del 4/10/2002	2.940
Applicazioni di geoscienze su HPC	310 del 18/12/2002	4.648
Sviluppi e metodologie innovative per la migrazione 3D e l'inversione dei dati sismici	311 del 18/12/2002	2.632
Fluidi di perforazione per *Advanced Wells*	368 del 16/5/2003	998
Geosteering	611 del 20/11/2003	7.926

69421/479

Riorganizzazione societaria, riforma del diritto societario e riforma fiscale

Il bilancio 2004 è influenzato in misura significativa dalle modifiche ai criteri di redazione del bilancio di esercizio a seguito dell'entrata in vigore della riforma della disciplina delle società di capitali introdotta dal D.Lgs. 17 gennaio 2003, n. 6 (cd. Riforma Vietti), connesse in particolare all'eliminazione delle interferenze fiscali, e dalle operazioni di scissione parziale dell'Italgas SpA a favore dell'Eni, nonché dall'incorporazione dell'Italgas Più SpA e dell'EniData SpA. Di seguito sono fornite informazioni sulla riorganizzazione societaria nonché sulle riforme indicate, con particolare riferimento agli effetti che hanno avuto sul bilancio.

☐ Riorganizzazione societaria

Il Consiglio di Amministrazione dell'Eni nell'adunanza del 23 giugno 2004 ha approvato la scissione parziale dell'Italgas SpA a favore dell'Eni nonché l'incorporazione dell'Italgas Più SpA e dell'EniData SpA. La scissione e l'incorporazione di Italgas Più SpA sono coerenti con gli obiettivi dell'OPA lanciata nel 2003 sulle azioni Italgas SpA. Le operazioni semplificano inoltre l'assetto partecipativo di Gruppo. Di seguito sono fornite informazioni sulle operazioni.

Scissione parziale dell'Italgas SpA a favore dell'Eni

La scissione parziale dell'Italgas SpA ha avuto l'obiettivo di concentrare nell'Eni le attività di commercializzazione del gas in Italia e all'estero. L'atto di scissione è stato stipulato il 17 novembre 2004. L'operazione ha determinato il trasferimento dall'Italgas all'Eni degli elementi patrimoniali di seguito indicati con i rispettivi valori contabili al 1° dicembre 2004, data di efficacia giuridica della scissione:

(milioni di euro)	% di possesso	Valore contabile all'1.12.2004
Partecipazioni		
Italgas Più SpA	100,00	30
Altre società controllate		
Tigaz Rt (Ungheria)	40,00	114
Inversora de Gas Cuyana SA (Argentina)	76,00	70
Distribuidora de Gas Cuyana SA (Argentina)	6,84	14
Adriaplin Doo (Slovenia)	51,00	9
Fiorentina Gas Clienti SpA	41,75	..
Altre società		
Distribuidora de Gas del Centro SA (Argentina)	31,35	59
Inversora de Gas del Centro SA (Argentina)	25,00	[illegible]
Lusitaniagas SA (Portogallo)	10,59	3
Setgas SA (Portogallo)	21,87	2
		312
Crediti finanziari		
Setgas SA (Portogallo)		5
Lusitaniagas SA (Portogallo)		3
		8
Fondo imposte differite		(1)
		319

Il valore contabile del patrimonio netto scisso al 1° dicembre 2004 coincide con il valore contabile del patrimonio netto scisso al 31 dicembre 2003 indicato nel progetto di scissione; in relazione a ciò, non vi sono stati conguagli.

A seguito della scissione, l'Italgas SpA ha ridotto il capitale sociale di 109 milioni di euro mediante annullamento di 109 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro, corrispondente al rapporto tra il valore economico del patrimonio netto scisso e il valore economico del patrimonio netto complessivo della società. Conseguentemente, l'Eni ha ridotto il valore di libro della partecipazione posseduta nell'Italgas SpA (2.934 milioni di euro) di 915 milioni di euro corrispondente al prodotto tra il numero delle azioni annullate (109 milioni) e il loro valore di carico unitario medio (8,42

euro)[4]. La differenza di 596 milioni di euro tra l'ammontare della riduzione (915 milioni di euro) e il valore contabile degli elementi patrimoniali oggetto di scissione (319 milioni di euro) rappresenta il disavanzo di scissione che è stato attribuito alle partecipazioni acquisite in proporzione alla differenza tra il loro valore economico e il loro valore contabile. Di seguito l'analisi dell'attribuzione del disavanzo di scissione:

(milioni di euro)	Valore contabile ante	Attribuzione disavanzo di scissione	Valore contabile post
Italgas Più SpA	30	490	520
Altre società controllate			
Tigaz Rt (Ungheria)	114	82	196
Inversora de Gas Cuyana SA (Argentina)	70	5	75
Distribuidora de Gas Cuyana SA (Argentina)	14	-	14
Adriaplin Doo (Slovenia)	9	5	14
Fiorentina Gas Clienti SpA	..	7	7
Altre società			
Distribuidora de Gas del Centro SA (Argentina)	59	1	60
Inversora de Gas del Centro SA (Argentina)	11	6	17
Lusitaniagas SA (Portogallo)	3	-	3
Setgas SA (Portogallo)	2	-	2
	312	**596**	**908**

In relazione alla neutralità fiscale della scissione, il maggior valore attribuito alle partecipazioni non è riconosciuto ai fini delle imposte sul reddito.

Di seguito sono indicate in sintesi le attività svolte dalle principali società le cui partecipazioni sono state oggetto di scissione.

Italgas Più SpA (100%)

È il principale operatore italiano nella vendita di gas naturale al dettaglio. La società possiede la partecipazione del 40,07% nella Fiorentina Gas Clienti SpA. Nel 2004 ha venduto 7.770 milioni di metri cubi di gas naturale; al 31 dicembre 2004 il numero dei clienti serviti è di circa 4.956 mila unità.

Fiorentina Gas Clienti SpA (41,75%)

La società svolge attività di vendita di gas naturale al dettaglio principalmente nel comune di Firenze e in alcuni comuni limitrofi. Nel 2004 ha venduto circa 534 milioni di metri cubi di gas naturale; al 31 dicembre 2004 il numero dei clienti serviti è di circa 321 mila unità. A seguito della scissione, la partecipazione diretta dell'Eni nella società aumenta dal 13,18% al 59,95%.

Distribuidora de Gas Cuyana SA (6,84%)

La società svolge attività di distribuzione e di vendita di gas in Argentina nelle province di Mendoza, San Juan e San Luis sulla base di una concessione che scadrà nel 2026 e che potrà essere prorogata di 10 anni. Al 31 dicembre 2004 l'estensione della rete di distribuzione è di 9.460 chilometri. Nel 2004 la società ha distribuito 2.048 milioni di metri cubi di gas naturale, di cui 1.087 venduti; al 31 dicembre 2004 il numero dei clienti serviti è di circa 387 mila unità.

Inversora de Gas Cuyana SA (76%)

La società svolge esclusivamente attività di gestione della partecipazione del 51% posseduta nella Distribuidora de Gas Cuyana SA.

(4) "I prelievi" dagli strati Lifo del valore di libro della partecipazione sono stati effettuati in proporzione alle rispettive consistenze.

69421|481

Tigaz Rt (40%)

È il principale operatore regionale ungherese nella distribuzione e nella vendita di gas naturale. Al 31 dicembre 2004 l'estensione della rete di distribuzione e degli allacciamenti è di 30.836 chilometri, di cui 23.145 di proprietà. Nel 2004 la società ha distribuito 3.191 milioni di metri cubi di gas naturale, di cui 3.159 venduti; al 31 dicembre 2004 il numero dei clienti serviti è di circa 1.142 mila unità. A seguito della scissione, la partecipazione diretta dell'Eni nella società aumenta dal 10% al 50%. La società possiede la partecipazione dell'89,31% della Tigaz 2 che svolge attività di distribuzione e di vendita del gas naturale in aree contigue a quelle servite da Tigaz.

Distribuidora de Gas del Centro SA (31,35%)

La società svolge attività di distribuzione e di vendita di gas naturale in Argentina nelle province di Cordoba, Catamarca e La Rioja sulla base di una concessione che scadrà nel 2026 e che potrà essere prorogata di 10 anni. Al 31 dicembre 2004 l'estensione della rete di distribuzione è di 12.960 chilometri. Nel 2004 la società ha distribuito 1.966 milioni di metri cubi di gas naturale, di cui 1.200 venduti; al 31 dicembre 2004 il numero dei clienti serviti è di circa 467 mila unità.

Inversora de Gas del Centro SA (25%)

La società svolge esclusivamente attività di gestione della partecipazione del 51% posseduta nella Distribuidora de Gas del Centro.

Fusione per incorporazione nell'Eni dell'Italgas Più SpA

La fusione nell'Eni dell'Italgas Più SpA ha avuto l'obiettivo di conseguire una maggiore integrazione delle attività di commercializzazione del gas al dettaglio in Italia; in particolare l'Eni servirà direttamente circa 5 milioni di clienti (famiglie, imprese, terziario). L'atto di fusione è stato stipulato il 16 dicembre 2004. L'operazione ha determinato la rilevazione di un disavanzo di fusione di 478 milioni di euro derivante dalla differenza tra il valore contabile della partecipazione nell'Italgas Più SpA di 520 milioni di euro (post attribuzione del disavanzo di scissione) e il patrimonio netto contabile della stessa al 31 dicembre 2004 (data di efficacia giuridica della fusione) di 42 milioni di euro, escluso il risultato di esercizio della società tenuto conto della retrodatazione degli effetti contabili e fiscali al 1° gennaio 2004.

Il disavanzo di fusione è stato iscritto in bilancio alla voce "Avviamento" perché rappresentativo del valore del portafoglio clienti e ammortizzato, in relazione alla sua natura, in 20 anni.

Tenuto conto della neutralità fiscale della fusione, il valore attribuito all'avviamento non è riconosciuto ai fini delle imposte sul reddito.

Fusione per incorporazione nell'Eni dell'EniData SpA

La fusione nell'Eni dell'EniData SpA ha avuto l'obiettivo di conseguire l'integrazione delle attività informatiche con le funzioni di *Information & Communication Technology* dell'Eni. L'atto di fusione è stato stipulato il 16 dicembre 2004. L'operazione ha determinato la rilevazione di un avanzo di fusione di 7 milioni di euro derivante dalla differenza tra il patrimonio netto contabile al 31 dicembre 2004 (data di efficacia giuridica della fusione) dell'EniData SpA di 23 milioni di euro, escluso il risultato di esercizio della società tenuto conto della retrodatazione degli effetti contabili e fiscali al 1° gennaio 2004, e il valore contabile della partecipazione nella stessa di 16 milioni di euro. L'analisi dell'utilizzo dell'avanzo di fusione è indicata al paragrafo "Effetto sul patrimonio netto Eni dell'incorporazione di EniData e attribuzione dell'avanzo di fusione" alla voce "Patrimonio netto" del "Commento ai risultati economico-finanziari".

69421/482

☐ Riforma del diritto societario

La Riforma della disciplina delle società di capitali introdotta dal D.Lgs. 17 gennaio 2003, n. 6 (c.d. Riforma Vietti) reca profonde modifiche ai criteri di redazione del bilancio di esercizio. In particolare i più significativi effetti della Riforma riguardano:

- la soppressione della possibilità di "...effettuare rettifiche di valore e accantonamenti esclusivamente in applicazione di norme tributarie" (nel bilancio 2003: 1.102 milioni di euro) a seguito dell'abrogazione del secondo comma dell'art. 2426 del codice civile (tale possibilità permane ai soli fini fiscali in sede di dichiarazione dei redditi);
- l'obbligo di eliminare le rettifiche e gli accantonamenti predetti stanziati negli esercizi precedenti a quello di entrata in vigore del decreto legislativo citato (c.d. "disinquinamento") che ha comportato l'imputazione a conto economico, tra le componenti straordinarie, dell'effetto positivo di 1.076 milioni di euro, al netto della fiscalità differita (v. punto "Eliminazione delle interferenze fiscali" del " Commento ai risultati economico-finanziari").

☐ Riforma fiscale

Per le società il cui esercizio coincide con l'anno solare, quali sono l'Eni e le sue controllate, l'esercizio 2004 è il primo cui si applica la riforma dell'imposizione sul reddito delle società di capitali, attuata con il D.Lgs. del 12 dicembre 2003 n. 344 (Riforma) che ha abrogato l'Irpeg sostituendola con l'Ires. Relativamente alle partecipazioni sociali immobilizzate, la Riforma dispone l'esenzione e l'indeducibilità delle relative plusvalenze e minusvalenze realizzate o iscritte.

Al fine di mantenere la possibilità di compensare gli utili e le perdite di società diverse nell'ambito del gruppo, prima consentita dalla deducibilità delle svalutazioni delle partecipazioni, la Riforma ha introdotto l'istituto del c.d. "Consolidato fiscale nazionale" che consente di determinare l'Ires su una base imponibile corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società che esercitano la relativa opzione. Oltre alla compensazione degli imponibili, il Consolidato fiscale nazionale produce altri effetti positivi, fra i quali: (i) la completa esclusione dei dividendi corrisposti e percepiti dalle società che vi partecipano; (ii) il venir meno di alcuni limiti alla deducibilità degli oneri finanziari; (iii) la possibilità di effettuare cessioni e conferimenti anche di singoli beni in neutralità d'imposta.

L'Eni e le 23 società controllate di seguito indicate hanno esercitato l'opzione per il Consolidato fiscale nazionale: AgipFuel SpA, Ecofuel SpA, Enifin SpA, EniPower SpA, Fiorentina Gas Clienti SpA, GNL Italia SpA, Italgas SpA, Italgas Rete SpA, Italiana Petroli SpA, Napoletana Gas SpA, Napoletana Gas Clienti SpA, Padana Assicurazioni SpA, Serleasing SpA, Servizi Aerei SpA, Snamprogetti SpA, Snam Rete Gas SpA, Società Petrolifera Italiana SpA, Sofid SpA, Sofid Sim SpA, Sofid Vita SpA, Stoccaggi Gas Italia SpA, Syndial SpA, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd. L'opzione esercitata è irrevocabile per tre esercizi sociali e perciò fino al 31 dicembre 2006.

I rapporti, le responsabilità e gli obblighi reciproci dell'Eni e delle società controllate sono definiti nel "Regolamento di partecipazione al regime di tassazione del Consolidato nazionale per le Società del Gruppo Eni" (Regolamento). Relativamente ai rapporti economici, il Regolamento prevede che le società controllate con imponibile positivo trasferiscano all'Eni le risorse finanziarie corrispondenti alla maggiore imposta da questa dovuta per effetto della loro partecipazione al Consolidato fiscale nazionale e quelle con imponibile negativo ricevano una compensazione corrispondente al risparmio d'imposta realizzato dall'Eni nella misura in cui la controllata stessa avrebbe rilevato in bilancio imposte anticipate in assenza del Consolidato fiscale nazionale.

69421|483

Commento ai risultati economico-finanziari

Signori Azionisti, il bilancio che sottoponiamo alla Vostra approvazione è influenzato, oltre che dagli effetti della Riforma del diritto societario e della Riforma fiscale, dall'incorporazione di Italgas Più SpA e di EniData SpA illustrate in precedenza. Al fine di consentire il raffronto con l'esercizio precedente, sono stati redatti gli schemi riclassificati di stato patrimoniale e di conto economico pro-forma 2003 che assumono l'efficacia delle incorporazioni al 1° gennaio 2003; conseguentemente sono stati eliminati i rapporti tra l'Eni e le società e tra le società stesse. Per effetto delle operazioni sopra descritte e in coerenza con le attività svolte dalla Società, nelle *segment information* gli elementi patrimoniali ed economici rivenienti dalla fusione di Italgas Più sono attribuiti alla Divisione Gas & Power e quelli rivenienti dalla fusione di EniData SpA alla Corporate.

☐ Conto economico riclassificato

(milioni di euro)	2002	Pro-forma 2003	2004	Variazione
Ricavi della gestione caratteristica	28.283	30.025	34.097	4.072
Altri ricavi e proventi	425	304	376	72
Ricavi totali	**28.708**	**30.329**	**34.473**	**4.144**
Costi operativi	(24.791)	(26.257)	(30.342)	(4.085)
Margine operativo lordo	**3.917**	**4.072**	**4.131**	**59**
Ammortamenti e svalutazioni	(903)	(914)	(907)	7
Utile operativo	**3.014**	**3.158**	**3.224**	**66**
Proventi (oneri) finanziari netti	163	(3)	(56)	(53)
Proventi su partecipazioni netti	275	1.375	1.394	19
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	**3.452**	**4.530**	**4.562**	**32**
Proventi (oneri) straordinari netti	1.118	96	(55)	(151)
Eliminazione interferenze fiscali			1.076	1.076
Utile prima delle imposte	**4.570**	**4.626**	**5.583**	**957**
Imposte sul reddito, correnti, differite e anticipate	(575)	(626)	(899)	(273)
Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie	(115)	(1.102)		1.102
Utile netto	**3.880**	**2.898**	**4.684**	**1.786**

Il bilancio di esercizio chiude con l'utile netto di 4.684 milioni di euro con un incremento di 1.786 milioni di euro rispetto al pro-forma 2003, pari al 61,6%, dovuto essenzialmente: (i) al venir meno, in applicazione della "Riforma Vietti", delle rettifiche di valore operate al fine di conseguire benefici fiscali altrimenti non ottenibili (1.102 milioni di euro); (ii) agli effetti dell'eliminazione dal bilancio di esercizio delle rettifiche di valore stanziate in esercizi precedenti in applicazione di norme tributarie[5] (1.076 milioni di euro, al netto delle imposte differite iscritte al fondo imposte di 333 milioni di euro); (iii) all'aumento dell'utile operativo di 66 milioni di euro dovuto in particolare all'incremento registrato dalle Divisioni Refining & Marketing (R&M) (281 milioni di euro) ed Exploration & Production (E&P) (64 milioni di euro), in parte assorbito dalla riduzione registrata dalla Divisione Gas & Power (G&P) (274 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati in parte assorbiti dall'aumento delle imposte sul reddito di 273 milioni di euro e dall'aumento degli oneri straordinari netti di 151 milioni di euro dovuto in particolare agli stanziamenti al fondo rischi e oneri per oneri di natura ambientale.

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di euro)	2002	2003	2004	Variazione
Divisione E&P	2.780	2.641	2.591	-50
Divisione G&P	11.396	12.842	13.130	288
Divisione R&M	16.662	16.895	20.609	3.714
Corporate	31	279	466	187
Elisioni	(2.586)	(2.632)	(2.799)	(167)
	28.283	30.025	34.097	4.072

(5) V. commento alla voce "Eliminazione interferenze fiscali".

I ricavi della Divisione E&P[6] (2.691 milioni di euro) aumentano di 50 milioni di euro, pari all'1,9%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento del prezzo in euro del greggio (+15,9%) e del gas naturale (+4,8%); (ii) dell'aumento della fornitura di servizi specialistici nel campo dell'*upstream* petrolifero a società controllate e collegate (+20 milioni di euro). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi di gas naturale venduti di 0,92 miliardi di metri cubi (da 11,73 a 10,81 miliardi di metri cubi, pari al 7,8%), dovuta al declino produttivo di campi maturi, e alla flessione dei volumi di greggio venduti di 1,13 milioni di barili (da 30,25 a 29,12 milioni di barili, pari al 3,7%).

I ricavi della Divisione G&P (13.130 milioni di euro) aumentano di 288 milioni di euro, pari al 2,2%, a seguito essenzialmente dell'incremento dei volumi di gas venduti di 4,39 miliardi di metri cubi (da 64,33 a 68,72 miliardi di metri cubi, pari al 6,8%) dovuto in particolare all'aumento delle vendite nel resto d'Europa (3,06 miliardi di metri cubi) e all'EniPower SpA (1,67 miliardi di metri cubi), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla riduzione dei prezzi medi connessa all'apprezzamento dell'euro sul dollaro, solo in parte compensata dall'aumento dei parametri energetici di riferimento; (ii) dalla riduzione strutturale dei prezzi medi ai clienti, in particolare ai grossisti; (iii) dalla variazione del *mix* di vendita per la maggiore incidenza delle vendite nel resto d'Europa; (iv) dalla riduzione dei ricavi da cessione di capacità di trasporto a seguito del riassetto societario delle attività di trasporto in Svizzera (v. commento alla voce "Altri ricavi e proventi"); (v) dalla riduzione dei ricavi delle vendite al settore civile/residenziale dovuta essenzialmente alla riduzione delle tariffe di vettoriamento riflesse sui prezzi di vendita.

I ricavi della Divisione R&M (20.609 milioni di euro) aumentano di 3.714 milioni di euro, pari al 22%, a seguito essenzialmente dell'incremento: (i) delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi (in particolare: benzina +37,5%; gasolio +40,2%); (ii) dei volumi di greggio venduti sul mercato internazionale (circa 1,66 milioni di tonnellate) a seguito della maggiore disponibilità di greggio di produzione di Gruppo; (iii) dei volumi di prodotti venduti, in particolare a società petrolifere e a *trader* (circa 2,4 milioni di tonnellate). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dagli effetti dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi della Corporate (466 milioni di euro) aumentano di 187 milioni di euro, pari al 67%, a seguito essenzialmente dell'accentramento delle atrività di gestione dei centri direzionali di Roma, San Donato Milanese e Genova (c.d. "servizi generali": affitti, manutenzioni, servizi al personale e al *business*), dei servizi di informatica, dei servizi istituzionali e di comunicazione e dei servizi aerei, i cui costi erano in precedenza sostenuti direttamente dalle Società del Gruppo/Divisioni dell'Eni SpA. In particolare, l'aumento di 187 milioni di euro è riferito essenzialmente ai servizi generali (82 milioni di euro), ai servizi di informatica (81 milioni di euro), ai servizi istituzionali e di comunicazione (11 milioni di euro) e ai servizi di approvvigionamento di beni e servizi (6 milioni di euro).

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi di 376 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2002	2003	2004	Variazione
Proventi da derivati su merci	64	57	83	26
Locazioni, affitti e noleggi	86	92	68	(23)
Valutazione al valore corrente di crediti in natura			42	42
Proventi da cessione di contratti di trasporto			39	39
Risarcimento danni	21	15	[illegible]	[illegible]
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	75	13	[illegible]	[illegible]
Utilizzo fondi per rischi e oneri	42	38	[illegible]	(33)
Utilizzo fondo svalutazione crediti	46	16	4	(12)
Altri proventi	91	73	105	32
	425	304	376	72

I proventi da derivati su merci di 83 milioni di euro riguardano i differenziali maturati prevalentemente sui contratti di copertura dal rischio prezzo relativo al *trading* di greggi e di prodotti.

(6) I prezzi di trasferimento del greggio alla Divisione R&M e del gas naturale alla Divisione G&P sono regolati alle normali condizioni di mercato.

Le locazioni, affitti e noleggi di 69 milioni di euro riguardano essenzialmente i proventi derivanti dai contratti di locazione ai gestori delle stazioni di servizio delle attrezzature e dei locali nei quali viene svolta l'attività *non-oil* (officine, lavaggi, bar, ristoranti e *convenience-store*), i proventi da affitto di impianti di distribuzione alla Italiana Petroli SpA (100% Eni) e del ramo d'azienda "attività logistiche" alla Petrolig Srl (70% Eni) e alla Petroven Srl (68% Eni).

Il provento derivante dalla valutazione al valore corrente di crediti in natura di 42 milioni di euro riguarda il credito vantato verso un fornitore estero corrispondente a 502 milioni di metri cubi di gas naturale. La valutazione al valore corrente è connessa alla circostanza che il diritto al prelievo sarà esercitato nel primo trimestre 2005.

I proventi da cessione contratti di trasporto di 39 milioni di euro riguardano il corrispettivo della cessione a Eni Gas & Power CH SA dei contratti attivi di trasporto stipulati con terzi relativi al tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda.

Gli altri proventi di 105 milioni di euro comprendono tra l'altro: (i) il rimborso di oneri derivanti dalla chiusura dei punti vendita da parte del Fondo intersocietario per la razionalizzazione della rete (17 milioni di euro); (ii) l'addebito a titolo di indennizzo alla Società Autostrade per l'Italia SpA a fronte della rinuncia al diritto di prelazione per le concessioni *non-oil* (11 milioni di euro); (iii) l'addebito ai gestori di stazioni di servizio di parte degli oneri relativi alla campagna promozionale Vodafone (8 milioni di euro); (iv) gli addebiti per costi sostenuti o per prestazioni effettuate nell'interesse di società controllate o di terzi.

Costi operativi

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

(milioni di euro)	2002	2003	2004	Variazione
Divisione E&P	834	726	712	(14)
Divisione G&P	9.712	10.949	11.543	594
Divisione R&M	15.996	16.152	19.616	3.464
Corporate	166	379	565	186
Elisioni	(2.597)	(2.631)	(2.799)	(168)
	24.111	**25.575**	**29.637**	**4.062**
Costo lavoro	**680**	**682**	**705**	**23**
	24.791	**26.257**	**30.342**	**4.085**

I costi operativi della Divisione E&P (712 milioni di euro) diminuiscono di 14 milioni di euro, pari all'1,9%, a seguito essenzialmente dei minori oneri legati al noleggio a lungo termine del mezzo navale di perforazione Saipem 10000 (-71 milioni di euro), solo in parte compensati: (i) dai maggiori stanziamenti al fondo smantellamento e ripristino siti (+37 milioni di euro); (ii) dai maggiori stanziamenti al fondo rischi e oneri ambientali (+11 milioni di euro); (iii) dai costi per l'avvio del quarto treno di tratramento del centro olio in Val d'Agri.

I costi operativi della Divisione G&P (11.543 milioni di euro) aumentano di 594 milioni di euro, pari al 5,4%, a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento dei volumi acquistati; (ii) dell'aumento dei prezzi medi di acquisto del gas a seguito della crescita dei parametri energetici di riferimento. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dagli effetti dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) dalla riduzione delle tariffe di trasporto della rete nazionale, regionale e della rete di distribuzione italiana.

I costi operativi della Divisione R&M (19.616 milioni di euro) aumentano di 3.464 milioni di euro, pari al 21,4%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento dei costi di approvvigionamento delle materie prime (Brent +32,5%) i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) dei maggiori volumi di greggio di produzione di Gruppo acquistati (v. commento alla voce "Ricavi della gestione caratteristica").

I costi operativi della Corporate (565 milioni di euro) aumentano di 186 milioni di euro, pari al 49%, a seguito essenzialmente: (i) dell'accentramento delle attività di gestione dei servizi generali, dei servizi di informatica e di altri servizi in precedenza sostenuti direttamente dalle Società del Gruppo/Divisioni dell'Eni SpA; l'incremento dei costi connessi (complessivamente 160 milioni di euro) è addebitato per la quota di competenza alle Divisioni/Società (v. commento alla voce "Ricavi della gestione caratteristica"); (ii) dei maggiori costi di ricerca e sviluppo (26 milioni di euro) connessi in parte all'avvio di nuovi progetti (8 milioni di euro).

Costo lavoro

Il costo lavoro (705 milioni di euro) è aumentato di 23 milioni di euro, pari al 3,4%, a seguito essenzialmente della normale dinamica retributiva, dell'aumento del numero medio degli addetti e del maggior costo a carico dell'esercizio dei piani di *stock option* e *stock grant* (6 milioni di euro).

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

Categorie contrattuali	2002	2003	2004	Variazione
Dirigenti	455	476	555	79
Quadri	2.549	2.698	3.119	421
Impiegati	4.608	4.752	6.168	1.416
Operai	1.956	1.679	1.628	(51)
Marittimi	143			
	9.711	**9.605**	**11.470**	**1.865**

Divisioni	2002	2003	2004	Variazione
E&P	3.313	3.290	3.124	(166)
G&P	748	593	1.734	1.141
R&M	4.611	4.372	4.444	72
Corporate	1.039	1.350	2.168	818
	9.711	**9.605**	**11.470**	**1.865**

L'aumento del personale in servizio della Divisione Gas & Power (1.141 unità) e della Corporate (818 unità) è dovuto essenzialmente alle incorporazioni, rispettivamente dell'Italgas Più SpA (1.105 unità) e dell'EniData SpA (697 unità).

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di euro)	2002	2003	2004	Variazione
Divisione E&P	446	473	468	(5)
Divisione G&P	33	60	68	8
Divisione R&M	401	311	298	(13)
Corporate	20	70	61	(9)
Totale ammortamenti	**900**	**914**	**895**	**(19)**
Svalutazioni	3	0	12	12
	903	**914**	**907**	**(7)**

Gli ammortamenti e le svalutazioni di 907 milioni di euro diminuiscono di 7 milioni di euro; in particolare:

- l'incremento degli ammortamenti della Divisione G&P di 8 milioni di euro è connesso essenzialmente all'ammortamento di 24 milioni di euro relativo al disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'Italgas Più SpA, iscritto in bilancio alla voce "Avviamento", parzialmente assorbito dai minori ammortamenti connessi alla vendita del ramo d'azienda *Tanker* e di un aeromobile avvenute nel 2003, nonché al conferimento dei due aeromobili di proprietà alla Servizi Aerei SpA (100% Eni) effettuato nel 2004 in continuità di valori civilistici e fiscali;
- la riduzione degli ammortamenti registrata dalla Divisione R&M di 13 milioni di euro è connessa essenzialmente al completamento del processo di ammortamento di alcuni impianti di raffinazione (8 milioni di euro);
- la riduzione degli ammortamenti registrata dalla Corporate di 9 milioni di euro è connessa ai minori costi (4 milioni di euro) del progetto *Eni Slurry Technology* (48 milioni di euro nel 2003; 44 milioni di euro nel 2004 interamente ammortizzati negli esercizi di competenza) e al completamento del processo di ammortamento di attrezzatura informatica.

Le svalutazioni 12 milioni di euro riguardano in particolare *asset* minerari.

Utile operativo

(milioni di euro)	2002	2003	2004	Variazione
Divisione E&P	1.418	1.300	1.364	64
Divisione G&P	1.722	1.800	1.526	(274)
Divisione R&M	108	357	638	281
Corporate	(234)	(299)	(304)	(5)
	3.014	**3.158**	**3.224**	**66**

L'utile operativo della Divisione E&P di 1.364 milioni di euro aumenta di 64 milioni di euro, pari al 4,9%, a seguito essenzialmente dell'aumento dei prezzi di vendita del greggio e del gas naturale, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto (circa 223 milioni di euro) dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro, e dalla riduzione dei costi operativi. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi di gas naturale e di greggio venduti (v. commento alla voce "Ricavi della gestione caratteristica").

L'utile operativo della Divisione G&P di 1.526 milioni di euro diminuisce di 274 milioni di euro, pari al 15,2%, a seguito essenzialmente: (i) della riduzione dei margini dell'attività di vendita del gas naturale anche a seguito del differente apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro rispetto al 2003; (ii) della circostanza che nell'esercizio precedente vennero imputati a beneficio del conto economico fondi per rischi e oneri e per svalutazione crediti divenuti eccedenti di 30 milioni di euro. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dall'incremento di 4,39 miliardi di metri cubi dei volumi venduti di gas naturale (da 64,33 a 68,72 miliardi di metri cubi, pari al 6,8%), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dalla variazione del *mix* di vendita per la maggiore incidenza delle vendite nel resto d'Europa; (ii) dal provento derivante dalla valutazione al valore corrente di un credito in natura (42 milioni di euro); (iii) dal provento conseguito nella cessione di contratti attivi di trasporto (39 milioni di euro).

L'utile operativo della Divisione R&M di 638 milioni di euro aumenta di 281 milioni di euro, pari al 78,7%, a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento dei margini di raffinazione (+1,37 dollari barili il margine sul Brent) - accentuato dall'effetto dell'aumento del differenziale tra le quotazioni dei greggi e dei prodotti leggeri rispetto a quello dei greggi pesanti e dell'olio combustibile che ha favorito il sistema di raffinazione Eni caratterizzato dall'elevata capacità di conversione - i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) delle maggiori lavorazioni in conto proprio, in particolare sulle raffinerie di Gela, Taranto e Sannazzaro, anche a seguito delle minori fermate; (iii) dell'aumento dei margini commerciali sull'extrarete. Questi fattori positivi sono stati in parte assorbiti: (i) dalla riduzione dei margini di distribuzione sul mercato rete, connessa all'aumento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi non interamente riflesso sui prezzi finali di vendita; (ii) dalla riduzione dei volumi venduti sulla rete di 100 mila tonnellate (da 8,99 a 8,89 milioni di tonnellate, pari all'1,1%) dovuta essenzialmente alle cessioni/chiusure di stazioni di servizio effettuate nel 2003 e alla riduzione delle concessioni autostradali; (iii) dalle maggiori *royalty* dovute alle società autostradali (13 milioni di euro). L'effetto dell'utilizzo della riserva LIFO connesso alla riduzione delle scorte ammonta a 32 milioni di euro (37 milioni di euro nel 2003).

(Oneri) Proventi finanziari netti

(milioni di euro)	2002	2003	2004	Variazione
Stanziamento al fondo rischi			(64)	(64)
Proventi (oneri) finanziari netti	63	(63)	(58)	5
Svalutazione crediti per interessi	(6)	(5)	(1)	4
Interessi su CCT	14	6	6	
Utili su cambi	22	2	12	10
Interessi sui crediti verso l'Amministrazione finanziaria	28	19	13	(6)
Commissioni per servizi finanziari	36	33	36	3
Proventi netti su derivati	6	5		(5)
	163	(3)	(56)	(53)

Gli oneri finanziari netti (56 milioni di euro) aumentano di 53 milioni di euro a seguito essenzialmente dello stanziamento al fondo rischi di 62 milioni di euro a fronte della cessione a British Telecom Plc del credito vantato verso Albacom di 87 milioni di euro acquistato nel febbraio 2005 (v. il paragrafo "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato).

69421/488

Proventi netti su partecipazioni

(milioni di euro)	2002	2003	2004	Variazione
Dividendi	2.129	2.079	1.715	(364)
Plusvalenze su cessioni e altri proventi	16	7	117	110
Totale proventi	**2.145**	2.086	**1.832**	**(254)**
Svalutazioni e perdite	(1.870)	(711)	(438)	273
	275	**1.375**	**1.394**	**19**

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

(milioni di euro)	2002	2003	2004	Variazione
Dividendi				
Eni International BV	1.327	1.280	815	(465)
Stoccaggi Gas Italia SpA		431	262	(169)
Snam Rete Gas SpA	109	187	196	9
Società Petrolifera Italiana SpA	13	9	105	96
EniPower SpA	16		81	81
Italgas SpA	26		70	70
Saipem SpA	24	27	28	1
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	26	22	24	2
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd		11	22	11
Ecofuel SpA	45	22	18	(4)
AgipFuel SpA	20	12	16	4
LNG Shipping SpA		18	14	(4)
Italiana Petroli SpA		8	12	4
Sofid SpA	22	20	8	(12)
Snamprogetti SpA	11		8	8
AgipPetroli SpA	452			
Altre	38	32	36	4
	2.129	**2.079**	**1.715**	**(364)**
Plusvalenze e altri proventi				
Vendita azioni:				
Compagnia Napoletana Gas SpA (a Italgas SpA)			77	77
Nuovo Pignone Holding SpA			27	27
Fiorentina Gas SpA (a Italgas SpA)			12	12
Altre	16	7	1	(6)
	16	**7**	**117**	**110**
Totale proventi	**2.145**	**2.086**	**1.832**	**(254)**

(milioni di euro)	2002	2003	2004	Variazione
Svalutazioni e perdite				
Syndial SpA	303	230	80	150
Albacom SpA	37	128	41	(87)
Polimeri Europa SpA	88	217		(217)
Eni Investments Plc	742	102		(102)
Eurosolare SpA	21	5		(5)
Eni Exploration BV	579			
Eni Portugal Investment SpA	84			
Altre	16	29	17	(12)
Totale oneri	**1.870**	**711**	**438**	**(273)**

Proventi straordinari netti

I proventi straordinari netti sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2002	2003	2004	Variazione
Proventi straordinari				
Iscrizione maggior valore su Stoccaggi Gas Italia SpA	1.055			
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	263	227	220	(7)
Altri	30	29	12	(17)
Totale proventi straordinari	**1.348**	**256**	232	**(24)**
Oneri straordinari:				
Minusvalenze	(78)	(49)		49
Stanziamenti ai fondi rischi e oneri	(76)	(64)	(250)	(186)
Incentivazione all'esodo del personale	(29)	(34)	(18)	16
Altri	(47)	(13)	(19)	(6)
Totale oneri straordinari	**(230)**	**(160)**	**(287)**	**(127)**
(Oneri) Proventi straordinari netti	**1.118**	**96**	**(55)**	**(151)**

Le plusvalenze da cessioni e da conferimenti (220 milioni di euro) riguardano essenzialmente la plusvalenza conseguita nella cessione a Mediobanca di azioni rappresentative del 9,054% del capitale sociale di Snam Rete Gas SpA (208 milioni di euro).

Gli stanziamenti ai fondi per rischi e oneri (250 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) oneri ambientali e di ristrutturazione relativi a raffinerie, stazioni di servizio e stabilimenti della Divisione R&M (113 milioni di euro); (ii) oneri ambientali relativi al sito di Manfredonia a fronte delle garanzie rilasciate alla Syndial SpA all'atto della cessione della partecipazione nell'Agricoltura SpA (73 milioni di euro); (iii) oneri per passività potenziali a fronte delle garanzie rilasciate all'atto del conferimento della raffineria e della centrale elettrica di Priolo a Erg Raffinerie Mediterranee SpA (28% Eni) (31 milioni di euro); (iv) oneri relativi ai dipendenti dell'incorporata Italgas Più connessi all'accordo stipulato in data 9 aprile 1999 dall'Italgas con le organizzazioni sindacali in tema di previdenza integrativa (Fondo Gas) secondo il quale, nel caso di passaggio ad altro CCNL sono riconosciuti ai dipendenti, oltre ai diritti economici maturati, i diritti previdenziali in maturazione (2% dell'ultima retribuzione annua lorda moltiplicato per il numero di anni di iscrizione al Fondo Gas) (17 milioni di euro).

Gli altri oneri straordinari (19 milioni di euro) riguardano essenzialmente la svalutazione dell'impianto di produzione di Fornovo per effetto della riorganizzazione dell'attività (15 milioni di euro).

Eliminazione delle interferenze fiscali

Le nuove disposizioni introdotte dalla "Riforma Vietti" non consentono più di effettuare in bilancio rettifiche di valore e accantonamenti esclusivamente in applicazione di norme tributarie. In relazione a ciò, si è proceduto al "disinquinamento" dei valori di bilancio al 1° gennaio 2004 dalle rettifiche di valore e dagli accantonamenti di questa natura effettuati in esercizi precedenti risultanti dalla Nota integrativa al bilancio dell'esercizio 2003. Il disinquinamento ha determinato la rilevazione di un provento netto di 1.076 milioni di euro costituito dal saldo tra i proventi straordinari di 1.409 milioni di euro e l'accantonamento al fondo imposte differite relativo di 333 milioni di euro. Gli effetti sulle voci dell'attivo e del passivo e sul risultato di esercizio sono indicati al paragrafo "Modifica ai criteri contabili" dei "Criteri di valutazione" della Nota integrativa.

69421490

Imposte sul reddito

(milioni di euro)	2002	2003	2004	Variazione
Imposte correnti:				
- Irpeg/Ires	(1.131)	(640)	(644)	(4)
- Irap	(162)	(131)	(160)	(29)
- Imposta sostitutiva	(151)	(88)		88
- Crediti d'imposta	354	142		(142)
Totale	**(1.090)**	**(717)**	**(804)**	**(87)**
Imposte differite	(81)	(93)	(173)	(80)
Imposte anticipate	395	111	78	(33)
Utilizzo fondo imposte differite eccedente	201	73		(73)
Totale	**515**	**91**	**(95)**	**(186)**
	(575)	**(626)**	**(899)**	**(273)**

Le imposte correnti di 804 milioni di euro aumentano di 87 milioni di euro per effetto essenzialmente: (i) delle minori rettifiche di valore e accantonamenti effettuati in applicazione di norme tributarie (248 milioni di euro); (ii) del venir meno del beneficio della cosiddetta *Dual income tax* (40 milioni di euro); (iii) del minor utilizzo di fondi tassati nei precedenti esercizi (33 milioni di euro); (iv) del minor utilizzo per eccedenza del fondo imposte (30 milioni di euro); (v) del maggiore utile operativo (25 milioni di euro); (vi) dei maggiori accantonamenti a fondi tassati che hanno influenzato l'utile operativo (19 milioni di euro); (vii) dei maggiori ammortamenti eccedenti quelli fiscalmente consentiti (11 milioni di euro). Questi aumenti sono stati in parte assorbiti: (i) dal maggior riconoscimento delle perdite su partecipazioni ottenute: a) per quelle dell'esercizio 2004 con la compensazione degli imponibili negativi delle società controllate senza prospettive di redditività[7]; b) per quelle relative agli esercizi 2002 e 2003 con la deduzione delle quote di un quinto rinviate a norma del D.L. n. 209/2002 (complessivamente 143 milioni di euro); (ii) dal venir meno dell'imposta sostitutiva relativa all'affrancamento della riserva per ammortamenti anticipati e alle operazioni straordinarie (88 milioni di euro); (iii) dalla differenza tra la stima delle imposte relative agli esercizi 2002 e 2003 e quelle determinate in base alle relative dichiarazioni dei redditi (38 milioni di euro); (iv) dalla riduzione di un punto percentuale dell'aliquota Ires rispetto a quella Irpeg (20 milioni di euro); (v) dai minori dividendi esteri incassati (14 milioni di euro); (vi) da altri fenomeni minori (17 milioni di euro).

Le imposte differite di 173 milioni di euro aumentano di 80 milioni di euro per effetto essenzialmente della circostanza che dall'esercizio 2004 gli ammortamenti e gli accantonamenti eccedenti essendo dedotti senza imputazione a conto economico comportano lo stanziamento delle imposte differite (76 milioni di euro).

Le imposte anticipate di 78 milioni di euro diminuiscono di 33 milioni di euro per effetto essenzialmente della deduzione della quota di un quinto delle svalutazioni delle partecipazioni relative agli esercizi 2002 e 2003, rinviata a norma del D.L. n. 209/2002 (297 milioni di euro). Questo effetto è stato parzialmente compensato: (i) dalla rilevazione delle imposte anticipate relative alle differenze tra valori civilistici e valori fiscali delle attività e delle passività della società Syndial inclusa nel Consolidato fiscale nazionale, i cui risparmi di imposta rimangono acquisiti dall'Eni SpA (138 milioni di euro); (ii) dalla rilevazione delle imposte anticipate relative ai maggiori accantonamenti a fondi fiscalmente non riconosciuti (127 milioni di euro).

(7) Secondo quanto prevede il Regolamento di partecipazione al regime di tassazione del Consolidato fiscale nazionale per le Società del Gruppo Eni, solo le società con prospettive di redditività che consentono la rilevazione di imposte anticipate hanno diritto alla retrocessione del risparmio d'imposta derivante dal proprio imponibile negativo (v. paragrafo Criteri di valutazione - "Imposte sul reddito" della Nota integrativa).

☐ Stato patrimoniale

(milioni di euro)	Pro-forma 31.12.2003	31.12.2004	Variazione
Capitale immobilizzato			
Immobilizzazioni immateriali	350	714	364
Immobilizzazioni materiali	4.775	4.906	131
Differenza da aggregazione da fusione Italgas Più [1]	440		(440)
Partecipazioni [2]	20.600	20.825	225
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	29	29	
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(436)	(626)	(190)
	25.758	**25.848**	**90**
Capitale di esercizio netto	**3.297**	**1.536**	**(1.761)**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	**(183)**	**(202)**	**(19)**
Capitale investito netto	**28.872**	**27.182**	**(1.690)**
Patrimonio netto [3]	**24.402**	**26.204**	**1.802**
Differenza da aggregazione da fusione EniData [4]	**19**		**(19)**
Fondi stanziati in applicazione di norme tributarie	**1.409**		**(1.409)**
Indebitamento finanziario netto	**3.042**	**978**	**(2.064)**
Coperture	**28.872**	**27.182**	**(1.690)**

(1) Differenza tra il valore di carico della partecipazione in Italgas Più (520 milioni di euro post attribuzione del disavanzo di scissione) e il rispettivo patrimonio netto al 31 dicembre 2003 (80 milioni di euro). Il valore effettivo del disavanzo di fusione di 478 milioni di euro (pari alla differenza tra il valore di carico della partecipazione e il rispettivo patrimonio netto al 31 dicembre 2004 (senza considerare il risultato d'esercizio per la retrodatazione degli effetti contabili al 1° gennaio 2004) è stato attribuito nel 2004 alle immobilizzazioni immateriali alla voce "Avviamento".

(2) Include il valore delle partecipazioni rivenienti dalla scissione parziale di Italgas a favore dell'Eni (312 milioni di euro), dalla fusione di Italgas Più (14 milioni di euro), il maggior valore delle partecipazioni per l'attribuzione della differenza da scissione (595 milioni di euro) e gli annullamenti delle partecipazioni in Italgas, Italgas Più ed EniData (rispettivamente 914, 520 e 11 milioni di euro).

(3) Nello stato patrimoniale riclassificato il costo di acquisto delle n. 234.394.888 azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2004 di 3.229 milioni di euro (n. 230.568.453 al 31 dicembre 2003 per un costo di 3.164 milioni di euro) è imputato in detrazione del patrimonio netto.

(4) Differenza tra il valore di carico della partecipazione in EniData (11 milioni di euro) e il patrimonio netto al 31 dicembre 2003 (30 milioni di euro).

Immobilizzazioni materiali e immateriali

L'analisi delle immobilizzazioni materiali e immateriali (5.620 milioni di euro) è la seguente:

(milioni di euro)	Immobilizzazioni materiali	Immobilizzazioni immateriali	Totale
Saldo al 31 dicembre 2003	**4.775**	**350**	**5.125**
Investimenti	874	172	1.046
Allocazione del disavanzo di fusione Italgas Più (Avviamento)		478	478
Ammortamenti e svalutazioni	(664)	(243)	(907)
Cessioni, radiazioni e conferimenti di rami d'azienda	(58)	(8)	(66)
Altre variazioni	(21)	(35)	(56)
Saldo al 31 dicembre 2004	**4.906**	**714**	**5.620**

Notizie sugli investimenti effettuati sono fornite nel capitolo "Andamento operativo".

Partecipazioni

Le partecipazioni (20.825 milioni di euro), oltre alle variazioni già illustrate al punto "Scissione parziale dell'Italgas SpA a favore dell'Eni", aumentano di 225 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(milioni di euro)			
Partecipazioni al 31 dicembre 2003			**20.600**
Acquisizioni e conferimenti			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA (conferimento)	115		
Eni International BV (acquisizione)	27		
Geopromtrans Ltd Liability (acquisizione)	15		
Servizi Aerei SpA (conferimento)	13		
Italgas SpA (acquisizione)	11		
Italiana Petroli SpA (conferimento)	11		
Altre	14		
		206	
Interventi sul capitale			
Syndial SpA	454		
EniPower SpA	350		
Albacom SpA	54		
Raffineria di Milazzo ScpA	34		
Raffineria di Gela SpA	30		
		922	
Decrementi per cessioni e altre variazioni			
Snam Rete Gas SpA	(442)		
Altre	(23)		
		(465)	
Svalutazioni e perdite			
Syndial SpA	(380)		
Albacom SpA	(41)		
Altre	(17)		
		(438)	**225**
Partecipazioni al 31 dicembre 2004			**20.825**

Informazioni in ordine alle imprese controllate e collegate partecipate al 31 dicembre 2004, 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 dell'Eni", che fa parte integrante della Nota integrativa.

CASTELLINI PAOLO ENRICO NOTAIO IN ROMA

69421/493

Le partecipazioni al 31 dicembre 2004 sono analizzate nella tabella seguente:

(milioni di euro)	**Valore netto**
Eni International BV	4.161
Eni Investments Plc	3.568
Snam Rete Gas SpA	2.444
Italgas SpA	2.019
Stoccaggi Gas Italia SpA	1.136
Polimeri Europa SpA	1.074
EniPower SpA	945
Eni Portugal Investment SpA	716
Eni Petroleum Co Inc	649
Eni Exploration BV	589
Unión Fenosa Gas SA	442
Saipem SpA	430
Syndial SpA	331
LNG Shipping SpA	285
Enifin SpA	253
Sofid SpA	242
Tigaz Rt	224
Raffineria di Milazzo ScpA	170
Raffineria di Gela SpA	123
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	116
Erg Raffinerie Mediterranee SpA	100
Snamprogetti SpA	93
Inversora de Gas Cuyana SA	75
Praoil Óleodotti Italiani SpA	74
Distribuidora de Gas del Centro SA	60
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	52
Italiana Petroli SpA	51
Ecofuel SpA	48
Eni International Bank Ltd	43
Società Petrolifera Italiana SpA	36
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	31
EniTecnologie SpA	31
Servizi Aerei SpA	28
Fiorentina Gas Clienti SpA	24
Siciliana Gas SpA	24
Immobiliare Est SpA	19
Inversora de Gas del Centro SA	18
AgipRete SpA	15
Adriaplin Doo	[illegible]
Distribuidora de Gas Cuyana SA	14
Sieco SpA	14
Consorzio SET	10
Altre	6
	20.825

Capitale di esercizio netto

Il capitale di esercizio netto è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Crediti commerciali	6.193	6.389
Rimanenze	1.254	1.160
Crediti tributari	1.234	1.068
Crediti per imposte anticipate	1.057	657
Debiti commerciali	(3.572)	(3.982)
Debiti tributari	(1.016)	(1.212)
Fondi per rischi e oneri	(1.630)	(1.974)
Altre passività nette di esercizio	(223)	(570)
	3.297	1.536

Le rimanenze (1.160 milioni di euro) sono costituite principalmente da greggio, da prodotti petroliferi e da gas naturale (v. il commento alla nota n. 4 della Nota integrativa).

I crediti tributari (1.068 milioni di euro) riguardano essenzialmente crediti verso l'Amministrazione finanziaria per Irpeg (806 milioni di euro) (v. il commento alla nota n. 5 della Nota integrativa).

I crediti per imposte anticipate (657 milioni di euro) diminuiscono di 400 milioni di euro per effetto essenzialmente delle imposte differite nette stanziate nell'esercizio sulle rettifiche di valore e sugli accantonamenti effettuati nonché della rilevazione delle imposte differite sul "disinquinamento fiscale" (v. "eliminazioni delle interferenze fiscali" del commento ai risultati economico-finanziari).

I debiti tributari (1.212 milioni di euro) aumentano di 196 milioni di euro per effetto essenzialmente dei maggiori debiti per accise e imposte di consumo connesso alla circostanza che nel 2004 non è stato ripetuto l'obbligo del versamento in acconto per il prodotto immesso in consumo nella seconda metà del mese di dicembre (510 milioni di euro) e dei maggiori debiti per imposte correnti (241 milioni di euro), parzialmente compensati dai minori debiti per imposta sostitutiva (330 milioni di euro), dai minori debiti per *royalty* su idrocarburi (131 milioni di euro) e da minori debiti per Iva (97 milioni di euro).

I fondi per rischi e oneri (1.974 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) il fondo smantellamento e ripristino siti (916 milioni di euro); (ii) il fondo rischi e oneri ambientali (298 milioni di euro); (iii) il fondo dismissioni e ristrutturazioni (198 milioni di euro); (iv) 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 (176 milioni di euro); (v) la stima dell'onere a fronte della cessione a British Telecom Plc del credito vantato verso Albacom di 87 milioni di euro acquistato nel febbraio 2005 (62 milioni di euro) (v. il paragrafo "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato); (vi) gli oneri derivanti da operazioni e concorsi a premi in corso alla fine dell'esercizio (61 milioni di euro).

Le altre passività nette di 570 milioni di euro aumentano di 347 milioni di euro per effetto essenzialmente: (i) dell'incasso del dividendo dalla Stoccaggi Gas Italia SpA iscritto per competenza nel bilancio 2003 (323 milioni di euro); (ii) dei maggiori risconti passivi relativi a proventi pluriennali riconosciuti a società estere controllate per la rinegoziazione di contratti di trasporto di gas naturale (229 milioni di euro). Questi fattori negativi sono stati in parte compensati: (i) dai crediti verso imprese controllate per imposte da pagare a seguito della loro inclusione nel Consolidato fiscale nazionale (69 milioni di euro); (ii) dai maggiori crediti per note credito da ricevere da fornitori esteri di gas naturale (38 milioni di euro).

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

Il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato di 202 milioni di euro aumenta di 19 milioni di euro a seguito essenzialmente degli stanziamenti dell'esercizio, parzialmente compensati dagli utilizzi.

Patrimonio netto

(milioni di euro)			
Patrimonio netto al 31 dicembre 2003			**24.402**
Incremento per:			
- utile 2004	4.684		
- avanzo di fusione	7		
- assegnazioni *stock option*	3		
- incasso contributi	1	4.695	
Decremento per:			
- distribuzione dividendo 2003	(2.828)		
- acquisto azioni proprie e altre variazioni	(65)	(2.893)	
			1.802
Patrimonio netto al 31 dicembre 2004			**26.204**

Effetto sul patrimonio netto Eni dell'incorporazione di EniData e attribnzione dell'avanzo di fusione

Il patrimonio netto dell'Eni SpA registra un aumento di 7 milioni di euro a seguito dell'annullamento delle azioni EniData con le attività e passività della società incorporata, come segue:

(milioni di euro)	
Patrimonio netto EniData SpA	23
Valore di libro delle azioni EniData SpA	16
Avanzo di fusione	7

L'avanzo di fusione di 7 milioni di euro è stato utilizzato per ricostituire, ai sensi dell'art. 172 comma 5 del D.P.R. 917/1986, le riserve in sospensione di imposta risultanti dal bilancio 2003 della società incorporata; residua un avanzo, imputato in bilancio alla "Riserva da avanzo di fusione", di 4 milioni di euro, come segue:

(milioni di euro)	
- Riserva da rivalutazione legge n. 342/2000	3
- Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	..
- Riserva da avanzo di fusione	4

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2004 di 978 milioni di euro è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004	Variazione
Debiti finanziari			
a lungo termine: (1)			
- prestiti obbligazionari	2.000	2.000	
- imprese finanziarie controllate	355	467	112
- banche	103	55	(48)
- altri finanziatori	50	53	3
	2.508	**2.575**	**67**
a breve termine:			
- finanziamenti a breve e banche c/c ordinari	127	71	(56)
- imprese finanziarie controllate	1.288	192	(1.096)
- altri finanziatori	14	8	(6)
	1.429	**271**	**(1.158)**
(a)	**3.937**	**2.846**	**(1.091)**
Crediti finanziari, titoli e disponibilità			
a lungo termine: (1)			
- imprese controllate	31	20	(11)
- altri	5	5	
	36	**25**	**(11)**
a breve termine:			
- imprese finanziarie controllate		1.000	1.000
- imprese controllate	9	10	1
- imprese collegate	55	22	(33)
- altri	3		(3)
	67	**1.032**	**965**
(b)	**103**	**1.057**	**954**
Titoli	234	230	(4)
Disponibilità	558	581	23
(c)	**792**	**811**	**19**
(a-b-c)	**3.042**	**978**	**(2.064)**

(1) Le quote scadenti nell'esercizio successivo sono classificate nel "breve".

La diminuzione dell'indebitamento finanziario netto di 2.064 milioni di euro è dovuta al flusso di cassa generato dall'utile operativo (4.746 milioni di euro), dagli incassi di dividendi (2.032 milioni di euro) e dal flusso dei disinvestimenti

69421/497

(834 milioni di euro), in parte compensati: (i) dal pagamento del dividendo 2003 (2.866 milioni di euro); (ii) dagli investimenti in partecipazioni (1.103 milioni di euro); (iii) dagli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (1.046 milioni di euro); (iv) dall'acquisto di azioni proprie (70 milioni di euro).

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

Le disponibilità di 581 milioni di euro sono depositate essenzialmente presso Enifin SpA (554 milioni di euro).

Rendiconto finanziario e variazione indebitamento finanziario netto

(milioni di euro)	**2004**
Utile dell'esercizio	4.684
a rettifica:	
- ammortamenti e altri componenti non monetarie	1.376
- dividendi, interessi, proventi/oneri straordinari e imposte	(1.779)
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	**4.281**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	465
Dividendi incassati, interessi, proventi/oneri straordinari incassati e pagati, imposte pagate nell'esercizio	1.386
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**6.132**
Investimenti tecnici	(1.046)
Investimenti in partecipazioni, titoli e azioni proprie	(1.173)
Disinvestimenti	834
Altre variazioni relative all'attività di investimento	199
Free cash flow	**4.946**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(952)
Variazione debiti finanziari	(1.105)
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.866)
FLUSSO DI CASSA NETTO DELL'ESERCIZIO	**23**
Free cash flow	**4.946**
Flusso di cassa del capitale proprio	(2.866)
Differenze cambio sull'indebitamento finanziario netto	(16)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**2.064**

☐ Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni[8]

Stock grant

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti del Gruppo legato al conseguimento di obiettivi prefissati che determini la loro partecipazione al rischio di impresa e alla crescita del valore per l'azionista, nonché il consolidamento nel tempo del loro apporto professionale ai processi gestionali delle attività dell'Eni, a partire dal 2000 sono stati avviati piani di incentivazione che prevedono, previa verifica del conseguimento degli obiettivi aziendali prefissati nell'anno precedente, l'impegno di offrire in sottoscrizione a titolo gratuito azioni Eni o dal Piano 2003-2005 di assegnare a titolo gratuito azioni proprie.

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.

Piani 2000-2001 e 2002

I piani 2000-2001 e 2002 prevedono l'impegno di offrire in sottoscrizione a titolo gratuito azioni Eni, godimento regolare, ai dirigenti dell'Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile[9] (di seguito Gruppo) che raggiungono annualmente gli obiettivi individuali prefissati. L'offerta è effettuata entro il mese successivo al compimento del terzo anno dalla data di assunzione dell'impegno di offerta o, se precedente, a quello successivo alla data di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro; (ii) perdita del controllo da parte dell'Eni 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 dell'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.

Per consentire l'applicazione del Piano 2000-2001, il 6 giugno 2000 l'Assemblea degli azionisti ha conferito al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2443 del codice civile, la delega ad aumentare entro il 31 luglio 2001 il capitale sociale a titolo gratuito fino a un massimo di 3,5 milioni di euro (pari allo 0,0875% del capitale sociale) mediante emissione di 3,5 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro, utilizzando allo scopo la "Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile". Il 21 giugno 2000 e il 7 giugno 2001 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di aumentare il capitale sociale mediante emissione fino a un massimo, rispettivamente, di 2 e 1,5 milioni di azioni ordinarie da offrire in sottoscrizione a titolo gratuito ai dirigenti del Gruppo che hanno raggiunto, rispettivamente, nel 1999 e nel 2000 gli obiettivi individuali prefissati.

Per consentire l'applicazione del Piano 2002, il 30 maggio 2002 l'Assemblea degli azionisti ha conferito al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2443 del codice civile, la delega ad aumentare entro il 31 dicembre 2002 il capitale sociale a titolo gratuito fino a un massimo di 1,5 milioni di euro (pari allo 0,0375% del capitale sociale) mediante emissione di 1,5 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro, godimento regolare, utilizzando allo scopo la "Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile". Il 2 luglio 2002 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di aumentare il capitale sociale mediante emissione fino a un massimo di 1,5 milioni di azioni ordinarie da offrire in sottoscrizione a titolo gratuito ai dirigenti del Gruppo che hanno raggiunto nel 2001 gli obiettivi individuali prefissati.

In relazione alle delibere assunte dal Consiglio di Amministrazione e alle *performance* realizzate dai dirigenti nel triennio 1999-2001, sono stati assunti impegni a offrire in sottoscrizione, trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno, complessivamente n. 4.317.500 azioni (pari allo 0,1079% del capitale sociale), come segue: (i) nel 2000, n. 1.428.550 azioni a 989 dirigenti; (ii) nel 2001, n. 1.851.750 azioni a 932 dirigenti; (iii) nel 2002, n. 1.037.200 azioni a 770 dirigenti. Al 31 dicembre 2004 sono state sottoscritte n. 3.360.650 azioni (nel corso del 2004 sono state sottoscritte n. 1.457.200 azioni a

(8) L'Assemblea del 1° giugno 2001 ha deliberato la ridenominazione del capitale sociale in euro e il raggruppamento delle azioni nel rapporto di una nuova azione del valore nominale di 1 euro ogni due azioni del valore nominale di 0,5 euro. Conseguentemente sono stati modificati il comma 4 e il comma 5 dell'art. 5 dello Statuto che prevedono la delega al Consiglio di Amministrazione di aumentare il capitale sociale, rispettivamente, a titolo gratuito al servizio del Piano di *stock grant* e a pagamento al servizio del Piano di *stock option*, nonché i relativi regolamenti. Ai fini di chiarezza espositiva, nel testo le delibere delle assemblee e dei consigli di amministrazione del 2000 si considerano assunte in euro.

(9) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno un proprio piano di incentivazione).

seguito degli impegni assunti nell'anno 2001 e 45.100 azioni a seguito degli impegni assunti nell'anno 2002) e sono decaduti n. 18.850 diritti. Al 31 dicembre 2004 il capitale sociale dell'Eni è di 4.004.424.476 euro, rappresentato da n. 4.004.424.476 azioni del valore nominale di 1 euro. I diritti esistenti al 31 dicembre 2004, pari a n. 938.000, scadono nel 2005.

Piano 2003-2005

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 assegnare a titolo gratuito nel triennio 2003-2005 ai dirigenti del Gruppo, previa verifica del conseguimento degli obiettivi aziendali prefissati nell'anno precedente, e ha conferito al Consiglio di Amministrazione il potere di redigere i piani di assegnazione annuali.

L'assegnazione è effettuata entro i 45 giorni successivi alla scadenza del terzo anno dalla data di assunzione dell'impegno di assegnazione o, se precedente, entro i 45 giorni successivi alla data di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro; (ii) perdita del controllo da parte dell'Eni 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 dell'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 19 giugno 2003 il Consiglio di Amministrazione ha approvato il Piano di *stock grant* - assegnazione 2003 che prevede l'impegno ad assegnare a titolo gratuito fino a 1,5 milioni di azioni proprie (pari allo 0,0375% del capitale sociale) ai dirigenti del Gruppo che hanno raggiunto nel 2002 gli obiettivi individuali prefissati.

Il 6 luglio 2004, il Consiglio di Amministrazione ha approvato il Piano di *stock grant* - assegnazione 2004 che prevede l'impegno ad assegnare a titolo gratuito fino a 1,4 milioni di azioni proprie (pari allo 0,035% del capitale sociale) ai dirigenti del Gruppo che hanno raggiunto nel 2003 gli obiettivi individuali prefissati.

Alla data del 31 dicembre 2004 sono stati assunti impegni di assegnazione a titolo gratuito, trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno, per complessive n. 2.241.600 azioni proprie, come segue: (i) nel 2003, n. 1.206.000 azioni a 816 dirigenti; (ii) nel 2004, n. 1.035.600 azioni a 779 dirigenti. Sempre alla stessa data sono state assegnate n. 63.800 azioni proprie (nel corso del 2004 sono state assegnate n. 42.100 azioni a seguito degli impegni assunti nel 2003 e 7.700 azioni a seguito degli impegni assunti nel 2004) e sono decaduti n. 3.600 diritti. I diritti esistenti al 31 dicembre 2004 sono n. 2.174.200, di cui n. 1.147.200 (relativi a impegni assunti nel 2003) scadenti nel 2006 e n. 1.027.000 (relativi a impegni assunti nel 2004) scadenti nel 2007.

L'evoluzione dei piani di *stock grant* in essere nel 2003 e nel 2004 è la seguente (trattandosi di azioni gratuite il prezzo di esercizio è nullo):

	2003		2004	
(euro)	Numero di azioni	Prezzo di mercato [a]	Numero di azioni	Prezzo di mercato [a]
Diritti esistenti al 1° gennaio	**3.551.900**	**15,150**	**3.635.050**	**15,101**
Nuovi diritti assegnati	1.206.000	13,764	1.035.600	17,035
Diritti esercitati nel periodo	(1.122.150)	13,751	(1.552.100)	16,766
Diritti decaduti nel periodo	(700)	13,604	(6.350)	16,618
Diritti esistenti al 31 dicembre	**3.635.050**	**15,101**	**3.112.200**	**18,461**
di cui esercitabili al 31 dicembre	-	-		

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

Stock option

Piani 2002-2004

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), a valere sui piani di *stock option* da realizzare nel triennio 2002-2004, da vendere ai dirigenti dell'Eni SpA e delle società controllate, ai sensi dell'art. 2359 del codice civile[10], che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati del Gruppo o che sono di interesse strategico per il Gruppo.

Le opzioni danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, decorsi tre anni dalla data di assegnazione. In caso di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro; (ii) perdita del controllo da parte dell'Eni 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, a eccezione dell'Amministratore Delegato che conserva il diritto di esercitare le opzioni fino al 31 luglio 2010. In caso di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro, sia da parte dell'azienda sia da parte dell'assegnatario, prima dei tre anni dall'assegnazione le opzioni decadono. Le opzioni non esercitate decorsi otto anni dalla data di assegnazione (per l'Amministratore Delegato dell'Eni, le opzioni non esercitate entro il 31 luglio 2010) decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario. Gli assegnatari delle opzioni possono usufruire di anticipazioni concesse dalla società di intermediazione finanziaria di Gruppo per il pagamento delle azioni acquistate a condizione che, contestualmente, gli assegnatari sottoscrivano mandato irrevocabile alla vendita da parte di detta società delle azioni acquistate.

Il trattamento fiscale per i soggetti fiscalmente residenti in Italia è il seguente: ai piani di *stock option* è applicabile, ai fini dell'imposta personale sul reddito (Irpef), il regime di cui all'art. 51, comma 2, lettera g-bis del D.P.R. 917/1986; non è perciò imponibile la differenza tra il valore di mercato delle azioni al momento dell'esercizio delle opzioni e il relativo prezzo di esercizio. 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 2 luglio 2002, in esercizio della delega conferitagli il 30 maggio 2002 dall'Assemblea, il Consiglio di Amministrazione ha approvato: (i) il Piano di *stock option* - assegnazione 2002 che prevede l'assegnazione fino a un massimo di 5 milioni di opzioni per l'acquisto di azioni proprie (pari allo 0,125% del capitale sociale), nel rapporto di 1 a 1, al prezzo corrispondente alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione; (ii) i criteri per l'individuazione dei dirigenti partecipanti al Piano; (iii) il Regolamento del Piano. Il Consiglio inoltre ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre 2002 gli assegnatari sulla base dei criteri approvati. Le opzioni danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, al prezzo corrispondente alla media sopraindicata, dal 1° agosto 2005 e fino al 31 luglio 2010.

Nel corso del 2002 sono stati assegnati a 314 dirigenti n. 3.518.500 diritti per l'acquisto di un pari numero di azioni proprie in portafoglio dell'Eni al prezzo di 15,216 euro, corrispondente alla media di cui sopra. Al 31 dicembre 2004, per effetto di risoluzioni consensuali del rapporto di lavoro, risultano esercitati n. 184.500 diritti, mentre risultano decaduti n. 65.500 diritti (di cui 59.500 perché non esercitati nei termini e 6.000 per effetto di risoluzioni unilaterali del rapporto di lavoro); alla stessa data risultano in essere n. 3.268.500 diritti.

Il 19 giugno 2003, in esercizio della delega conferitagli il 30 maggio 2002 dall'Assemblea, il Consiglio di Amministrazione ha approvato: (i) il Piano di *stock option* - assegnazione 2003 che prevede l'assegnazione fino a un massimo di 6 milioni di opzioni per l'acquisto di azioni proprie (pari allo 0,150% del capitale sociale), nel rapporto di 1 a 1, al maggior prezzo tra la media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione e il costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato al giorno precedente la data dell'assegnazione; (ii) i criteri per l'individuazione dei dirigenti partecipanti al Piano; (iii) il Regolamento del Piano. Il Consiglio inoltre ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre 2003 gli assegnatari sulla base dei criteri approvati. Le opzioni danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, al prezzo sopraindicato, dal 1° agosto 2006 e fino al 31 luglio 2011 (per l'Amministratore Delegato dell'Eni, fino al 31 luglio 2010).

Nel corso del 2003 sono stati assegnati a 376 dirigenti n. 4.703.000 diritti per l'acquisto di un pari numero di azioni proprie in portafoglio dell'Eni al prezzo di 13,743 euro, corrispondente al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato al giorno precedente la data dell'assegnazione. Al 31 dicembre 2004, per effetto di risoluzioni consensuali del rapporto di lavoro, risultano esercitati n. 169.500 diritti, mentre risultano decaduti n. 6.500 diritti per effetto di risoluzioni unilaterali del rapporto di lavoro; alla stessa data risultano in essere n. 4.527.000 diritti.

(10) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno un proprio piano di incentivazione).