

È proseguita con successo l'iniziativa promozionale "Club Fai da Te" che prevede a ogni rifornimento presso le "Isole Fai da Te" l'accredito di punti-premio su di una *fidelity card*. Al raggiungimento di determinati volumi di acquisto, l'automobilista ottiene il riconoscimento di sconti sull'acquisto di carburanti o di premi (accordi con Vodafone e Coop); sono previsti ulteriori bonus per i clienti più fedeli. A fine 2005 le *card* attive sono circa 3,8 milioni; l'incremento dei punti registrati sulle carte è di circa il 9% rispetto al 2004. Il volume venduto attraverso le *fidelity card* è stato pari a circa il 37% dell'erogato nelle stazioni aderenti all'iniziativa (circa il 30% dell'erogato complessivo).

VENDITE SUL MERCATO RETE

(milioni di tonnellate)	2004	2005	Variazione	
			assoluta	%
Gasolio	4,75	4,92	0,17	3,6
Benzina	3,93	3,64	(0,29)	7,4
GPL	0,20	0,19	(0,01)	0,3
Lubrificanti	0,01	0,01	0,00	0,0
Totale	8,89	8,76	(0,13)	1,5
Numero stazioni di servizio	4.329	4.349	20	0,5

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (4,43 milioni di tonnellate) sono diminuite di 70 mila tonnellate rispetto al 2004, pari all'1,5%, a seguito essenzialmente delle minori vendite di olio combustibile al settore termoelettrico per effetto della progressiva sostituzione con il gas naturale nell'alimentazione delle centrali.

Le vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA in Italia di 8,79 milioni di tonnellate (9,61 milioni nel 2004) hanno riguardato in particolare le forniture: (i) all'AgipFuel SpA (5,89 milioni di tonnellate), che vende ai grandi e piccoli rivenditori e ai consumatori; (ii) alla IP SpA fino alla cessione avvenuta il 6 settembre 2005 (con effetto dal 1° settembre 2005) (1,30 milioni di tonnellate); (iii) alla Raffineria di Gela SpA (1,20 milioni di tonnellate); (iv) all'EniPower SpA (233 mila tonnellate).

Le altre vendite (5,89 milioni di tonnellate) sono aumentate di 460 mila tonnellate, pari all'8,5%, a seguito delle maggiori vendite alla IP a partire dal 1° settembre 2005 (635 mila tonnellate), parzialmente assorbite dalle minori vendite ad altre società petrolifere e ai trader.

Le vendite alla Petrochimica in Italia (3,05 milioni di tonnellate) sono aumentate di 21 mila tonnellate, pari a circa l'1%, a seguito essenzialmente della maggiore domanda di prodotti specifici da produzione di raffinaria.

■ Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005	Variazione	
			assoluta	%
Divisione Exploration & Production	431	395	(36)	(8,4)
Divisione Gas & Power	48	9	(39)	(81,3)
Divisione Refining & Marketing	506	411	(95)	(18,8)
Corporate	61	49	(12)	(19,7)
Investimenti tecnici	1.046	864	(182)	(17,4)

Gli investimenti tecnici della Divisione Exploration & Production (395 milioni di euro) riguardano essenzialmente le attività di sviluppo (341 milioni di euro; 353 nel 2004) e l'attività esplorativa (43 milioni di euro; 67 nel 2004).

Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) la prosecuzione del programma di sviluppo dei giacimenti *onshore* Candela e Miglianico e il completamento dello sviluppo *offshore* di Naide; (ii) l'avanzamento del programma di perforazione e di allacciamento dei pozzi di sviluppo in Val d'Agri; (iii) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di *sidetrack* e di *infilling* (Annabella, Armida, Barbara, Garibaldi per il gas; Rospo per il petrolio); (iv) l'avvio della realizzazione di un *sea-line* addizionale per la gestione ottimale dei campi collegati alla centrale di Fano; (v) l'avvio della fase progettuale dello sviluppo del campo di Annamaria nel Mare Adriatico.

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato essenzialmente l'Italia settentrionale. È iniziata la perforazione di 3 pozzi di cui 2 conclusi nell'anno. L'attività esplorativa ha dato esito positivo con il pozzo Mezzocolle 1 (Eni 100%) mineralizzato a gas nel permesso Imola sull'Appennino emiliano.

Gli investimenti tecnici della Divisione Gas & Power (9 milioni di euro) hanno riguardato principalmente la fase progettuale per la realizzazione di un sistema per la riparazione di condotte sottomarine.

Gli investimenti tecnici della Divisione Refining & Marketing (411 milioni di euro) hanno riguardato principalmente: (i) la raffinazione (214 milioni di euro), in particolare interventi per il miglioramento della flessibilità del sistema e delle rese degli impianti, tra cui il completamento dell'impianto di gassificazione dei residui pesanti di lavorazione presso la raffineria di Sannazzaro, la logistica (20 milioni di euro) e gli interventi per il rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (53 milioni di euro); (ii) la rete di distribuzione di prodotti petroliferi (151 milioni di euro), riferiti in particolare alla ristrutturazione, al potenziamento e alla realizzazione di nuovi impianti (110 milioni di euro), nonché al rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (30 milioni di euro); (iii) il GPL (19 milioni di euro). Gli investimenti complessivi in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 96 milioni di euro (23% del totale).

Gli investimenti tecnici della Corporate (49 milioni di euro) hanno riguardato il progetto EST (33 milioni di euro) e le attrezzature informatiche (16 milioni di euro).

Ricerca scientifica e tecnologica

I costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 177 milioni di euro (181 milioni di euro nel 2004), di cui 43 riferiti alla Divisione Exploration & Production, 27 alla Divisione Refining & Marketing e 107 alla Corporate riguardanti in particolare il concorso di Eni ai progetti di ricerca sviluppati dalle società del Gruppo (74 milioni di euro) e il progetto EST (33 milioni di euro). 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 a Eni SpA agevolazioni finanziarie per alcuni progetti di ricerca attuati o in corso di attuazione. In ottemperanza a quanto previsto dall'art. 8 degli appositi decreti di concessione, sono indicati di seguito i costi sostenuti fino al 31 dicembre 2005 per i quali si è ottenuto, oppure si è chiesto agli enti competenti, il riconoscimento dell'agevolabilità a fronte di ciascun programma 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	2.365
Acquisizione sismica ad alta risoluzione	181 del 4/10/2002	3.004
Applicazioni di geoscienze su HPC	310 del 18/12/2002	4.937
Sviluppi e metodologie innovative per la migrazione 3D e l'inversione dei dati sismici	311 del 18/12/2002	2.298
Fluidi di perforazione per <i>Advanced Wells</i>	368 del 16/5/2003	1.134
<i>Geosteering</i>	611 del 20/11/2003	10.214

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

Signori Azionisti, il bilancio dell'esercizio 2005 che sottoponiamo alla Vostra approvazione chiude con l'utile netto di 5.288 milioni di euro con un incremento di 604 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, pari al 12,9%, dovuto essenzialmente ai maggiori proventi netti su partecipazioni (2.068 milioni di euro) – connessi in particolare ai maggiori dividendi distribuiti dall'Eni International BV (1.237 milioni di euro), da Snam Rete Gas SpA (526 milioni di euro) e da Italgas SpA (203 milioni di euro), nonché alle riprese di valore di partecipazioni in precedenza svalutate effettuate per tener conto del positivo andamento economico delle società (Eni Investment Plc 358 milioni di euro, Polimeri Europa SpA 305 milioni di euro) – solo in parte assorbiti dalla maggiore svalutazione della partecipazione nella Syndial SpA (508 milioni di euro). Questo aumento è stato in parte assorbito: (i) dalla circostanza che nell'esercizio 2004 vennero rilevati gli effetti (1.076 milioni di euro) dell'eliminazione delle rettifiche di valore operate in precedenti esercizi in applicazione di norme tributarie, ai sensi del D.Lgs. 27 gennaio 2003, n. 6 (c.d. Riforma Vietti); (ii) dalla variazione negativa degli oneri straordinari netti di 412 milioni di euro dovuta essenzialmente all'accantonamento della sanzione amministrativa comminata il 15 febbraio 2006 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato (290 milioni di euro) e a maggiori accantonamenti a fondi rischi, in particolare di natura ambientale.

 Conto economico riclassificato

(milioni di euro)	Pro-forma 2003 ⁽¹⁾	2004	2005	Variazione
Ricavi della gestione caratteristica	29.982	34.017	44.812	10.795
Altri ricavi e proventi	304	376	285	(91)
Costi operativi	(26.214)	(30.262)	(41.033)	(10.771)
Ammortamenti e svalutazioni	(914)	(907)	(809)	98
Utile operativo	3.158	3.224	3.255	31
Oneri finanziari netti	(3)	(56)	(24)	32
Proventi netti su partecipazioni	1.375	1.394	3.462	2.068
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	4.530	4.562	6.693	2.131
Proventi (oneri) straordinari netti	96	(55)	(467)	(412)
Eliminazione interferenze fiscali		1.076		(1.076)
Utile prima delle imposte	4.626	5.583	6.226	643
Imposte sul reddito	(626)	(899)	(938)	(39)
Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie	(1.102)			
Utile netto	2.898	4.684	5.288	604

(1) Assume l'efficacia dal 1° gennaio 2003 delle incorporazioni di Italgas Più SpA e di EniData SpA incorporate da Eni SpA con atto di fusione stipulato in data 16 dicembre 2004.

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Divisione E&P	2.621	2.679	3.085	406
Divisione G&P	12.799	13.050	16.639	3.589
Divisione R&M	16.895	20.609	27.777	7.168
Corporate	279	466	542	76
Elisioni	(2.612)	(2.787)	(3.231)	(444)
	29.982	34.017	44.812	10.795

I ricavi della Divisione E&P (3.085 milioni di euro) sono aumentati di 406 milioni di euro, pari al 15,2%, a seguito essenzialmente dell'incremento del prezzo di vendita in euro del greggio (+46%) e del gas naturale (+18%), i cui effetti sono stati in parte assorbiti: (i) dall'impatto derivante dal conferimento del ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia" (7,7 milioni di boe) alla controllata (100%) Eni Mediterranea Idrocarburi SpA ("EniMed") effettuato il 1° gennaio 2005; (ii) dalla riduzione dei volumi venduti di idrocarburi di 3,1 milioni di boe (da 88,5 a 85,4 milioni di boe) connessa al declino di campi maturi (8,4 milioni di boe), in parte compensato dalla crescita della produzione in Val d'Agri (5,3 milioni di boe).

I ricavi della Divisione G&P (16.639 milioni di euro) sono aumentati di 3.589 milioni di euro, pari al 27,5%, a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento dei prezzi connesso al favorevole andamento dei parametri energetici di riferimento, in parte assorbito dagli effetti della pressione competitiva; (ii) dell'incremento dei volumi di gas venduti di 1,4 miliardi di metri cubi (da 68,1 a 69,5 miliardi di metri cubi), pari al 2,1%. Le maggiori vendite effettuate in Italia (4,2 miliardi di metri cubi), in particolare al settore termoelettrico e industriale sono state parzialmente assorbite dalle minori vendite a importatori italiani di gas libico ora forniti, tramite il gasdotto Greenstream entrato in esercizio a fine 2004, dalla controllata Eni North Africa BV (100% Eni International BV).

I ricavi della Divisione R&M (27.777 milioni di euro) sono aumentati di 7.168 milioni di euro, pari al 34,8%, a seguito essenzialmente dell'incremento delle quotazioni internazionali dei greggi e dei prodotti petroliferi (Brent +42%; benzina +32%; gasolio +46%) e dai maggiori volumi di greggio *equity* commercializzati (2 milioni di tonnellate), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dalla riduzione dei volumi venduti di greggio nell'attività di *trading* (3,3 milioni di tonnellate).

I ricavi della Corporate (542 milioni di euro) sono aumentati di 76 milioni di euro, pari al 16,3%, di cui 63 riferiti a servizi forniti all'incorporata Italgas Più (Divisione G&P) non gestiti dalla Corporate nell'esercizio precedente. I maggiori ricavi riguardano essenzialmente: (i) servizi di informatica per 27 milioni di euro; (ii) servizi generali (gestione immobili, parco autovetture, aerei aziendali, etc.) per 21 milioni di euro; (iii) servizi di comunicazione e pubblicità per 12 milioni di euro riferiti alla campagna pubblicitaria di *rebranding* del marchio Italgas Più; (iv) altri servizi (servizi amministrativi, servizi di approvvigionamento e servizi per il personale) per 8 milioni di euro.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi di 285 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Locazioni, affitti e noleggi	92	69	70	1
Proventi da derivati su merci	57	83	68	(15)
Plusvalenze da cessione di immobilizzazioni	13	13	26	13
Utilizzo fondi per rischi e oneri	38	5	22	17
Risarcimento danni	15	16	13	(3)
Utilizzo fondo svalutazione crediti	16	4	7	3
Valutazione al valore corrente/realizzo di crediti in natura		42	7	(35)
Proventi da cessione di contratti di trasporto		39		(39)
Altri proventi	73	105	72	(33)
	304	376	285	(91)

Le locazioni, affitti e noleggi di 70 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 del ramo di azienda "Attività logistiche" alla Petrolog Srl (70% Eni) e alla Petroven Srl (68% Eni).

I proventi da derivati su merci di 68 milioni di euro riguardano i differenziali maturati sui contratti di copertura dal rischio prezzo relativo alla commercializzazione di greggi e di prodotti.

Le plusvalenze da cessione di immobilizzazioni di 26 milioni di euro riguardano essenzialmente la vendita a terzi del deposito di prodotti petroliferi di Napoli (15 milioni di euro) e di terreni.

L'utilizzo fondi per rischi e oneri di 22 milioni di euro riguarda in particolare l'utilizzo per esuberanza: (i) del fondo intersocietario costituito negli anni 2001-2003 per la realizzazione del piano nazionale di chiusura volontaria di stazioni di servizio (11 milioni di euro); (ii) del fondo costituito a fronte degli oneri connessi al noleggio del mezzo navale di perforazione Saipem 10000 (5 milioni di euro).

Gli altri proventi di 72 milioni di euro riguardano tra l'altro: (i) la sopravvenienza attiva derivante dalla definizione di una partita debitoria su approvvigionamenti di gas (21 milioni di euro); (ii) i compensi corrisposti dai gestori relativi alla vendite effettuate tramite carte di pagamento "*multicard*" (12 milioni di euro); (iii) i rimborsi di oneri assicurativi sostenuti in precedenti esercizi e altri rimborsi (11 milioni di euro); (iv) gli addebiti per costi sostenuti 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)	2003	2004	2005	Variazione
Divisione E&P	726	712	1.008	296
Divisione G&P	10.906	11.463	15.180	3.717
Divisione R&M	16.142	19.608	26.613	7.005
Corporate	379	565	690	125
Elisioni	(2.611)	(2.787)	(3.231)	(444)
Eliminazione utili interni ⁽¹⁾	(10)	(4)	20	24
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	25.532	29.557	40.280	10.723
Costo lavoro	682	705	753	48
	26.214	30.262	41.033	10.771

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

I costi operativi della Divisione E&P (1.008 milioni di euro) sono aumentati di 296 milioni di euro, pari al 41,6%, a seguito essenzialmente: (i) del maggiore accantonamento al fondo smantellamento e ripristino siti (213 milioni di euro) dovuto in particolare alla revisione di precedenti stime a seguito di un aggiornamento della previsione dei costi unitari e delle tempistiche di esecuzione lavori; (ii) dell'incremento delle *royalty* sulle concessioni di produzione (60 milioni di euro), anche in relazione alla circostanza che nel 2004 venne rilevata una rettifica positiva di precedenti stime di 32 milioni di euro; (iii) dell'aumento dei costi assicurativi (21 milioni di euro)⁴. Questi aumenti sono stati in parte compensati dagli effetti del conferimento del ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia" a EniMed.

I costi operativi della Divisione G&P (15.180 milioni di euro) sono aumentati di 3.717 milioni di euro, pari al 32,4%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento dei prezzi medi di acquisto del gas connesso all'incremento dei parametri energetici di riferimento; (ii) dei maggiori accantonamenti ai fondi rischi (332 milioni di euro) riguardanti in particolare la stima (220 milioni di euro) degli effetti della delibera 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (v. commento all'utile operativo); (iii) dei maggiori volumi acquistati (+1,74 miliardi di metri cubi, pari al 2,6%). Questi aumenti sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei costi di trasporto in Italia per le minori capacità impegnate connesse alle vendite a operatori italiani al punto di entrata della rete nazionale di gasdotti concordate con l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (c.d. "gas release").

I costi operativi della Divisione R&M (26.613 milioni di euro) sono aumentati di 7.005 milioni di euro, pari al 35,7%, a seguito essenzialmente dell'incremento dei costi di approvvigionamento delle materie prime (Brent +42%), i cui effetti sono stati in parte compensati dalla riduzione dei volumi di acquisto di prodotti di 1 milione di tonnellate (da 7,9 a 6,9 milioni di tonnellate) e di greggi di 0,7 milioni di tonnellate (da 63,7 a 63 milioni di tonnellate).

I costi operativi della Corporate (690 milioni di euro) sono aumentati di 125 milioni di euro, pari al 22,1%, di cui 62 riferiti a servizi forniti all'incorporata Italgas Più per attività non gestite dalla Corporate nell'esercizio precedente. I maggiori costi riguardano: (i) l'informatica per 51 milioni di euro; (ii) la comunicazione istituzionale e la pubblicità per 20 milioni di euro, dei quali 12 per la campagna di *rebranding* ex Italgas Più e 7 milioni di euro per la campagna istituzionale Eni; (iii) i servizi generali per 20 milioni di euro; (iv) i progetti di ricerca per 17 milioni di euro, di cui 6 relativi a nuovi progetti; (v) gli altri servizi per 11 milioni di euro; (vi) oneri diversi per 6 milioni di euro.

(4) Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd; l'aumento dei costi assicurativi è connesso all'elevata sinistrosità verificatasi nel 2004 e nel 2005 che nell'esercizio ha determinato un extra premio, nonché l'adeguamento del fondo rischi e spese future alla stima della maggiorazione dei premi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi, ipotizzando un livello di sinistrosità "normale".

Costo lavoro

Il costo lavoro (753 milioni di euro) è aumentato di 48 milioni di euro, pari al 6,8%, a seguito essenzialmente della dinamica retributiva, nonché del maggior costo a carico dell'esercizio dei piani di *stock option* e *stock grant* (11 milioni di euro), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dall'impatto del conferimento a EniMed (208 persone).

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

Categorie contrattuali	2003	2004	2005	Variazione
Dirigenti	476	555	551	(4)
Quadri	2.698	3.119	3.167	48
Impiegati	4.752	6.168	6.098	(70)
Operai	1.679	1.628	1.512	(116)
	9.605	11.470	11.328	(142)

Divisioni	2003	2004	2005	Variazione
E&P	3.290	3.124	2.988	(136)
G&P	593	1.734	1.713	(21)
R&M	4.372	4.444	4.414	(30)
Corporate	1.350	2.168	2.213	45
	9.605	11.470	11.328	(142)

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Divisione E&P	473	468	417	(51)
Divisione G&P	60	68	53	(15)
Divisione R&M	311	298	283	(15)
Corporate	70	61	53	(8)
Totale ammortamenti	914	895	806	(89)
Svalutazioni		12	3	(9)
	914	907	809	(98)

Gli ammortamenti e le svalutazioni di 809 milioni di euro sono diminuiti di 98 milioni di euro; in particolare:

- la riduzione degli ammortamenti registrata dalla Divisione E&P di 51 milioni di euro è connessa agli effetti del conferimento a EniMed (27 milioni di euro) e alla diminuzione dei costi di ricerca esplorativa (24 milioni di euro);
- la riduzione degli ammortamenti della Divisione G&P di 15 milioni di euro, pari al 22,1%, è connessa essenzialmente al progressivo completamento dell'ammortamento di immobilizzazioni immateriali;
- la riduzione degli ammortamenti registrata dalla Divisione R&M di 15 milioni di euro è connessa essenzialmente al completamento degli ammortamenti di stazioni di servizio autostradali in concessione (8 milioni di euro) e a minori ammortamenti di beni materiali e immateriali di natura informatica (6 milioni di euro);
- la riduzione degli ammortamenti registrata nella Corporate di 8 milioni di euro è connessa essenzialmente ai minori costi d'investimento del progetto *Eni Slurry Technology* (10 milioni di euro), interamente ammortizzati nell'esercizio.

Le svalutazioni di 3 milioni di euro riguardano in particolare *asset* minerari.

Utile operativo

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Divisione E&P	1.280	1.352	1.484	132
Divisione G&P	1.800	1.526	1.354	(172)
Divisione R&M	367	646	801	155
Corporate	(299)	(304)	(364)	(60)
Eliminazione utili interni ⁽¹⁾	10	4	(20)	(24)
	3.158	3.224	3.255	31

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

L'utile operativo della Divisione E&P di 1.484 milioni di euro è aumentato di 132 milioni di euro, pari al 9,8%, a seguito essenzialmente dell'aumento del prezzo di vendita in euro del greggio (+46%) e del gas naturale (+18%). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'aumento dei costi operativi a seguito essenzialmente dei maggiori accantonamenti al fondo smantellamento e ripristino siti, dall'incremento delle *royalty* e dai maggiori costi assicurativi (v. commento dei costi operativi); (ii) dagli effetti del conferimento a EniMed del ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia"; (iii) dai minori volumi venduti di idrocarburi (v. commento dei ricavi della gestione caratteristica).

L'utile operativo della Divisione G&P di 1.354 milioni di euro è diminuito di 172 milioni di euro, pari all'11,3%, a seguito essenzialmente: (i) dell'accantonamento al fondo rischi della stima dell'impatto dell'applicazione, con effetto dal 1° gennaio 2005, della delibera 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas⁵ (220 milioni di euro); (ii) della circostanza che nell'esercizio 2004 vennero conseguiti proventi (40 milioni di euro) connessi alla cessione dei contratti di trasporto attivi sul tratto svizzero (Transitgas) a Eni CH SA (100% Eni); (iii) della flessione dei margini commerciali a scenario costante connessa alla pressione competitiva, solo in parte compensata dal favorevole andamento dei parametri energetici di riferimento per la determinazione dei prezzi del gas naturale in acquisto e in vendita. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dall'aumento dei volumi venduti (1,4 miliardi di metri cubi); (ii) dall'emergere della riserva Lifo connessa alla riduzione delle rimanenze di gas (42 milioni di euro).

L'utile operativo della Divisione R&M di 801 milioni di euro è aumentato di 155 milioni di euro, pari al 24,0%, a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento del margine di raffinazione (+1,43 dollari/barile il margine sul Brent; da 4,35 a 5,78 dollari al barile) e delle maggiori lavorazioni sulle raffinerie, anche a seguito delle minori fermate per manutenzione, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto della fermata della raffineria di Gela nella prima parte dell'anno a seguito della forte mareggiata di fine dicembre 2004; (ii) del maggior risultato dell'attività commerciale, parzialmente assorbito dall'incremento delle *royalty* autostradali e dal minor risultato delle attività di commercializzazione di lubrificanti e prodotti speciali. Questi fattori positivi sono stati in parte assorbiti dai maggiori accantonamenti ai fondi rischi (40 milioni di euro), in particolare di natura ambientale, e dall'aumento dei costi assicurativi (25 milioni di euro).

La perdita operativa della Corporate di 364 milioni di euro è aumentata di 60 milioni di euro per effetto essenzialmente dell'incremento dei costi di informatica di 48 milioni di euro, connesso alle maggiori attività svolte, e dei costi di comunicazione istituzionale di 7 milioni di euro.

(5) Informazioni sulla delibera sono fornite nel capitolo "Andamento operativo - Gas & Power - Regolamentazione - Interventi dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

Oneri finanziari netti

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Utili (perdite) su cambi	2	12	(62)	(74)
Oneri finanziari netti	(63)	(58)	(33)	25
Proventi netti su derivati	5		5	5
Interessi su CCT	6	6	7	1
Interessi sui crediti verso l'Amministrazione finanziaria	19	13	14	1
Commissioni per servizi finanziari	33	36	45	9
Accantonamento al fondo rischi		(64)		64
Svalutazione crediti per interessi	(5)	(1)		1
	(3)	(56)	(24)	32

Gli oneri finanziari netti (24 milioni di euro) diminuiscono di 32 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) della circostanza che nell'esercizio 2004 venne effettuato un accantonamento al fondo rischi di 64 milioni di euro a fronte della cessione a British Telecom Plc del credito vantato verso Albacom SpA; (ii) della diminuzione degli oneri finanziari netti (25 milioni di euro) connessa essenzialmente al minore indebitamento netto. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle perdite su cambi (62 milioni di euro) a fronte di un utile rilevato nell'esercizio precedente (12 milioni di euro).

Proventi netti su partecipazioni

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Dividendi	2.079	1.715	3.531	1.816
Altri proventi	7	117	826	709
Totale proventi	2.086	1.832	4.357	2.525
Svalutazioni e perdite	(711)	(438)	(895)	(457)
	1.375	1.394	3.462	2.068

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Dividendi				
Eni International BV	1.280	815	2.052	1.237
Snam Rete Gas SpA	187	196	722	526
Italgas SpA		70	273	203
Stoccaggi Gas Italia SpA	431	262	192	(70)
Ecofuel SpA	22	18	46	28
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	11	22	35	13
AgipFuel SpA	12	16	33	17
Sofid SpA	20	8	29	21
Saipem SpA	27	28	28	
EniPower SpA		81	23	(58)
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	22	24	19	(5)
Pratichello Oleodotti Italiani SpA	2	3	19	16
Società Petrolifera Italiana SpA	9	105	18	(87)
Altre	56	67	42	(25)
	2.079	1.715	3.531	1.816
Altri proventi				
<i>Riprese di valore:</i>				
Eni Investments Plc ⁽¹⁾			358	358
Polimeri Europa SpA ⁽¹⁾			305	305
Altre	2		3	3
<i>Conferimenti:</i>				
Eni Congo Holding BV (a Eni International BV) ⁽²⁾			124	124
<i>Vendita azioni:</i>				
Nuovo Pignone Holding SpA		27	28	1
Compagnia Napoletana di Illum. e Scald. col Gas SpA (a Italgas SpA)		77		(77)
Fiorentina Gas SpA (a Italgas SpA)		12		(12)
Altre	5	1	8	7
	7	117	826	709
Totale proventi	2.086	1.832	4.357	2.525

(1) V. nota n. 19 della Nota integrativa.

(2) V. nota n. 18 della Nota integrativa.

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Svalutazioni e perdite				
Syndial SpA	230	380	888	508
Albacom SpA	128	41		(41)
Polimeri Europa SpA	217			
Eni Investments Plc	102			
Altre	34	17	7	(10)
Totale oneri	711	438	895	457

(Oneri) proventi straordinari netti

Gli (oneri) proventi straordinari netti sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Proventi straordinari				
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	227	220	151	(69)
Altri	29	12	60	48
Totale proventi straordinari	256	232	211	(21)
Oneri straordinari				
Accantonamenti ai fondi per rischi e oneri	(64)	(250)	(629)	(379)
Incentivazione all'esodo del personale	(34)	(18)	(38)	(20)
Minusvalenze	(49)			
Altri	(13)	(19)	(11)	8
Totale oneri straordinari	(160)	(287)	(678)	(391)
(Oneri) proventi straordinari netti	96	(55)	(467)	(412)

Le plusvalenze da cessioni e da conferimenti (151 milioni di euro) riguardano essenzialmente la plusvalenza conseguita nella cessione all'api - anonima petroli italiana SpA del 100% delle azioni rappresentative del capitale sociale della Italiana Petroli SpA.

Gli altri proventi straordinari di 60 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) l'utilizzo per esuberanza di parte del fondo costituito a fronte della valutazione degli sconti su tariffe di trasporto che, sulla base delle disposizioni della delibera 120/2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono da riconoscere a clienti che hanno versato contributi di allacciamento (28 milioni di euro); (ii) l'utilizzo per esuberanza del fondo dismissioni e ristrutturazioni in conseguenza dell'accordo transattivo concluso nel settembre 2005 con l'acquirente del terreno della ex raffineria di La Spezia (18 milioni di euro).

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri (629 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) la sanzione amministrativa comminata il 15 febbraio 2006 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato (290 milioni di euro)⁶; (ii) gli oneri ambientali relativi principalmente a stazioni di servizio e a impianti di raffinazione (202 milioni di euro); (iii) gli oneri connessi alle garanzie prestate all'atto della dismissione di aziende, di partecipazioni e di beni immobili a favore di terzi (68 milioni di euro) e della Syndial (50 milioni di euro).

Imposte sul reddito

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Imposte correnti:				
- Irpeg/Ires	(640)	(644)	(842)	(198)
- Irap	(131)	(160)	(199)	(39)
- Imposta sostitutiva	(88)			
- Crediti d'imposta	142			
	(717)	(804)	(1.041)	(237)
Imposte differite	(93)	(173)	(103)	70
Imposte anticipate	111	78	206	128
Utilizzo fondo imposte differite eccedente	73			
	91	(95)	103	198
	(626)	(899)	(938)	(39)

Le imposte sul reddito di 938 milioni di euro aumentano di 39 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) della circostanza che nel 2004 vennero rilevate imposte anticipate riferite alle differenze tra valori civilistici e fiscali determinatesi nei precedenti esercizi⁷ della Syndial SpA inclusa nel Consolidato fiscale nazionale (135 milioni di euro); (ii) della maggiore incidenza di dividendi imponibili (26 milioni di euro); (iii) della differenza tra la stima delle imposte relative agli esercizi 2003 e 2004 e quelle determi-

(6) Informazioni sulla sanzione sono fornite nel capitolo "Andamento operativo - Gas & Power - Regolamentazione - Interventi dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

(7) Secondo quanto prevede il Regolamento di partecipazione al regime di tassazione del Consolidato fiscale nazionale per le società del Gruppo Eni introdotto nel 2004 a seguito dell'entrata in vigore della Riforma fiscale, 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).

nate in base alle relative dichiarazioni dei redditi (18 milioni di euro); (iv) del maggior utile operativo (12 milioni di euro); (v) dei minori oneri finanziari (11 milioni di euro). Questi aumenti sono stati parzialmente compensati dagli effetti: (i) della maggior perdita della Syndial SpA inclusa nel Consolidato fiscale nazionale (153 milioni di euro); (ii) dei maggiori oneri straordinari netti deducibili (17 milioni di euro).

Le imposte differite di 103 milioni di euro riguardano essenzialmente gli ammortamenti dedotti ai soli fini fiscali in sede di dichiarazione dei redditi (117 milioni di euro), in parte compensati: (i) dal rigiro delle imposte stanziato nell'esercizio 2004 in relazione al concorso al reddito imponibile di proventi rilevati contabilmente nello stesso esercizio (14 milioni di euro); (ii) dal rigiro delle imposte stanziato in relazione a plusvalenze e contributi a tassazione differita (6 milioni di euro).

Le imposte anticipate di 206 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) accantonamenti netti al fondo rischi effettuati da Eni SpA (258 milioni di euro); (ii) accantonamenti netti al fondo rischi della Syndial SpA inclusa nel Consolidato fiscale nazionale Eni (100 milioni di euro). Questi effetti sono stati parzialmente compensati dal rigiro di imposte anticipate connesso alla circostanza che secondo il decreto legge 209/2002, nel 2002 e nel 2003 la deducibilità delle svalutazioni di partecipazioni era differita per quote costanti in cinque esercizi; la quota di competenza dell'esercizio ammonta a 513 milioni di euro con un effetto di imposta di 169 milioni di euro.

■ Stato patrimoniale

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005	Variazione
Capitale immobilizzato			
Immobilizzazioni materiali	4.906	4.733	(173)
Immobilizzazioni immateriali	714	631	(83)
Partecipazioni	20.825	21.049	224
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	29	29	
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(626)	(447)	179
	25.848	25.995	147
Capitale di esercizio netto	1.536	549	(987)
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(202)	(222)	(20)
Capitale investito netto	27.182	26.322	(860)
Patrimonio netto ⁽¹⁾	26.204	25.440	(764)
Indebitamento finanziario netto	978	882	(96)
Coperture	27.182	26.322	(860)

(1) Nello Stato patrimoniale riclassificato il costo di acquisto delle n. 278.013.975 azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2005 di 4.216 milioni di euro (n. 234.394.888 al 31 dicembre 2004 per un costo di 3.229 milioni di euro) è imputato in detrazione del patrimonio netto.

Immobilizzazioni materiali e immateriali

L'analisi della variazione delle immobilizzazioni materiali e immateriali (256 milioni di euro) è la seguente:

(milioni di euro)	Immobilizzazioni		Totale
	materiali	immateriali	
Saldo al 31 dicembre 2004	4.906	714	5.620
Investimenti	738	126	864
Ammortamenti e svalutazioni	(607)	(202)	(809)
Cessioni, radiazioni e conferimenti di rami d'azienda	(304)	(7)	(311)
Altre variazioni			
Saldo al 31 dicembre 2005	4.733	631	5.364

Le cessioni, radiazioni e conferimenti di rami d'azienda riguardano principalmente (278 milioni di euro) il conferimento a EniMed effettuato il 1° gennaio 2005 in continuità di valori civilistici e fiscali.

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

Partecipazioni

Le partecipazioni (21.049 milioni di euro) aumentano di 224 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(milioni di euro)

Partecipazioni al 31 dicembre 2004		20.825
Incrementi per:		
Interventi sul capitale		
Syndial SpA	680	
Eni International BV (conferimento Eni Congo Holding BV) ⁽¹⁾	211	
Consorzio SET	16	
Altre	7	914
Acquisizioni		
Italgas Hellas SpA	198	
leoc SpA	25	
EniPower SpA	11	
Altre	6	240
Riprese di valore		
Eni Investments Plc	358	
Polimeri Europa SpA	305	
Altre	3	666
Decrementi per:		
Cessioni		
Erg Raffinerie Mediterranee SpA	(100)	
Italiana Petroli SpA	(51)	
Geopromtrans Llc a Eni Russia BV	(10)	
Altre	(2)	(163)
Conferimenti		
Conferimento della partecipazione in Eni Congo Holding BV a Eni International BV ⁽¹⁾	(87)	
Altre	(1)	(88)
Svalutazioni e perdite		
Syndial SpA	(888)	
Altre	(4)	(892)
Altri decrementi		
Snam Rete Gas SpA ⁽²⁾	(453)	(453)
Partecipazioni al 31 dicembre 2005		21.049

(1) Informazioni sul riassetto societario dell'Eni International BV e dell'Eni Exploration BV sono indicate alla nota n. 18 della Nota integrativa.

(2) La quota di competenza Eni SpA di 979 milioni di euro del dividendo straordinario di Snam Rete Gas SpA è stato imputato per la parte riferita all'utilizzo della riserva sovrapprezzo azioni (453 milioni di euro) in deduzione della partecipazione; la restante parte (526 milioni di euro) a dividendi.

Informazioni in ordine alle imprese controllate e collegate partecipate al 31 dicembre 2005, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono fornite nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni", che fa parte integrante della Nota integrativa.

Le partecipazioni al 31 dicembre 2005 sono analizzate nella tabella seguente:

(milioni di euro)	Valore netto
Eni International BV (ex Eni Exploration BV)	4.874
Eni Investments Plc	3.926
Italgas SpA	2.019
Snam Rete Gas SpA	1.991
Polimeri Europa SpA	1.379
Stoccaggi Gas Italia SpA	1.136
EniPower SpA	955
Eni Portugal Investment SpA	716
Eni Petroleum Co Inc	649
Unión Fenosa Gas SA	442
Saipem SpA	430
LNG Shipping SpA	285
Enifin SpA	253
Sofid SpA	242
Tigaz Rt	224
Italgas Hellas SpA	198
Raffineria di Milazzo ScpA	170
Raffineria di Gela SpA	123
Syndial SpA	123
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	116
Snamprogetti SpA	93
Inversora de Gas Cuyana SA	75
PraoIl Oleodotti Italiani SpA	74
Distribuidora de Gas del Centro SA	60
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	51
Altre (inferiori a 50 milioni di euro)	445
	21.049

Capitale di esercizio netto

Il capitale di esercizio netto è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Crediti commerciali	6.389	8.088
Rimanenze	1.160	1.191
Crediti tributari	1.068	1.005
Crediti per imposte anticipate	657	725
Debiti commerciali	(3.982)	(5.793)
Debiti tributari	(1.212)	(1.340)
Fondi per rischi e oneri	(1.974)	(2.748)
Altre attività (passività) nette di esercizio	(570)	(579)
	1.536	549

Informazioni sulle seguenti voci sono fornite nelle note indicate della Nota integrativa: Rimanenze (nota n. 4), Crediti tributari e Crediti per imposte anticipate (nota n. 5), Debiti tributari (nota n. 12).

I fondi per rischi e oneri (2.748 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) il fondo smantellamento e ripristino siti (1.034 milioni di euro); (ii) il fondo rischi e oneri ambientali (475 milioni di euro); (iii) il fondo per gli oneri derivanti dalla sanzione amministrativa comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato il 15 febbraio 2006 (290 milioni di euro); (iv) il fondo relativo alla stima degli oneri derivanti dall'applicazione, con effetto dal 1° gennaio 2005, della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (220 milioni di euro); (v) il fondo dismissioni e ristrutturazioni (159 milioni di euro); (vi) il fondo costituito a fronte della valutazione degli sconti su tariffe di trasporto che sulla base delle disposizioni della delibera 120/2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sono da riconoscere a clienti che hanno versato contributi di allacciamento (130 milioni di euro); (vii) gli oneri derivanti da operazioni e concorsi a premi in corso alla fine dell'esercizio (52 milioni di euro).

Le altre passività nette di 579 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) il risconto passivo relativo ai proventi di natura pluriennale riconosciuti da società estere controllate per la rinegoziazione di contratti di trasporto di gas naturale (214 milioni di euro); (ii) i debiti per depositi cauzionali (137 milioni di euro); (iii) i debiti verso il personale per ferie maturate e non godute e per il premio di partecipazione (64 milioni di euro).

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

Il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato di 222 milioni di euro aumenta di 20 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'accantonamento dell'esercizio (49 milioni di euro), parzialmente compensato dagli utilizzi connessi a risoluzioni dei rapporti di lavoro.

Patrimonio netto

(milioni di euro)

Patrimonio netto al 31 dicembre 2004			26.204
Incremento per:			
- utile 2005	5.288		
- azioni proprie cedute a fronte di piani incentivazione dei dirigenti	47		
- costo di competenza delle <i>stock option</i> assegnate	5	5.340	
Decremento per:			
- distribuzione dividendo 2004	(3.384)		
- acconto sul dividendo dell'esercizio 2005	(1.686)		
- acquisto azioni proprie	(1.034)		
		(6.104)	
			(764)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2005			25.440

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2005 di 882 milioni di euro è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005	Variazione
Debiti finanziari			
a lungo termine: ⁽¹⁾			
- prestiti obbligazionari	2.000	2.000	
- imprese finanziarie controllate	467	356	(111)
- banche	55	24	(31)
- altri finanziatori	53	10	(43)
	2.575	2.390	(185)
a breve termine:			
- imprese finanziarie controllate	192	452	260
- finanziamenti a breve e banche c/c ordinari	71	43	(28)
- altri finanziatori	8		(8)
	271	495	224
(a)	2.846	2.885	39
Crediti finanziari, titoli e disponibilità			
a lungo termine: ⁽¹⁾			
- imprese controllate	20	9	(11)
- altri	5	5	
	25	14	(11)
a breve termine:			
- imprese finanziarie controllate	1.000	1.000	
- imprese controllate	10	10	
- imprese collegate	22		(22)
- altri			
	1.032	1.010	(22)
(b)	1.057	1.024	(33)
Titoli	230	230	
Disponibilità	581	749	168
(c)	811	979	168
(a-b-c)	978	882	(96)

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

La diminuzione dell'indebitamento finanziario netto di 96 milioni di euro è dovuta al flusso di cassa generato dall'utile operativo (4.977 milioni di euro), dagli incassi dei dividendi (3.531 milioni di euro) e dai disinvestimenti (805 milioni di euro), solo in parte assorbiti: (i) dal pagamento del dividendo dell'esercizio 2004 di 0,90 euro per azione (3.384 milioni di euro); (ii) dal pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2005 di 0,45 euro per azione deliberato il 21 settembre 2005 dal Consiglio di Amministrazione e messo in pagamento a partire dal 27 ottobre 2005 (1.686 milioni di euro); (iii) dal pagamento delle imposte al netto dei rimborsi (1.134 milioni di euro); (iv) dall'acquisto di azioni proprie (1.034 milioni di euro); (v) dagli investimenti in partecipazioni (938 milioni di euro, di cui 680 milioni di euro riferiti all'intervento sul capitale della Syndial SpA e 198 milioni di euro riferiti all'acquisto della Italgas Hellas SpA); (vi) dagli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (864 milioni di euro).

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

Le disponibilità di 749 milioni di euro sono depositate essenzialmente presso Enifin SpA (721 milioni di euro).

Rendiconto finanziario e variazione indebitamento finanziario netto

(milioni di euro)	2005
Utile dell'esercizio	5.288
<i>a rettifica:</i>	
- ammortamenti e altri componenti non monetarie	1.484
- dividendi, interessi, proventi/oneri straordinari e imposte	(2.091)
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	4.681
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	296
Dividendi incassati, interessi, proventi/oneri straordinari incassati e pagati, imposte pagate nell'esercizio	2.227
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	7.204
Investimenti tecnici	(864)
Investimenti in partecipazioni, titoli e azioni proprie	(1.972)
Disinvestimenti	805
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(61)
Free cash flow	5.112
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	33
Variazione debiti finanziari	93
Flusso di cassa del capitale proprio	(5.070)
FLUSSO DI CASSA NETTO DELL'ESERCIZIO	168
Free cash flow	5.112
Indebitamento finanziario netto rami d'azienda acquistati e disinvestiti	54
Flusso di cassa del capitale proprio	(5.070)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	96