



**RELAZIONI E BILANCIO DI ESERCIZIO
DI ENI S.P.A. 2006**

Relazione sulla gestione

ANDAMENTO OPERATIVO

■ Divisione Exploration & Production

Riserve certe di idrocarburi

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

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

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

RISERVE CERTE DI IDROCARBURI

		2005	2006	assoluta	Variazione
					%
Gas naturale ^(a)	(milioni di boe)	475	430	(45)	(9,5)
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	185	176	(9)	(4,9)
Idrocarburi	(milioni di boe)	660	606	(54)	(8,2)

(1) A completamento del processo di unificazione delle due concessioni Grumento Nova e Volturino nella concessione Val d'Agri, i partner della joint venture hanno rideterminato le quote di spettanza delle riserve idrocarburi presenti nella concessione unificata.

(a) Il gas naturale è convertito in boe utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615.

Portafoglio minerario

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

Produzioni

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

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

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

■ Divisione Gas & Power

Approvvigionamenti di gas naturale

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

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

Gli approvvigionamenti dall'estero sono aumentati di 3,78 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari al 6,5%, per effetto principalmente dei maggiori acquisti da Paesi Bassi, da altri fornitori di LNG e dalla Croazia, quest'ultima per l'inizio delle forniture dai nuovi giacimenti nell'offshore adriatico, nonché per le maggiori forniture di gas libico non destinate ai contratti di vendita di lungo termine (0,3 miliardi di metri cubi). In flessione le forniture dall'Algeria (-0,74 miliardi di metri cubi).

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

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

TAKE-OR-PAY

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

Vendite di gas naturale

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

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

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

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

Le vendite per *Gas release*¹ (2 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,05 miliardi di metri cubi.

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

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

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

■ Divisione Refining & Marketing

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2006 sono state acquistate 63,20 milioni di tonnellate di petrolio (63,01 milioni nel 2005), di cui 36,81 milioni dal settore Exploration & Production, 18,16 milioni dai paesi produttori con contratti a termine e 8,23 milioni sul mercato spot. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 22% dall'Africa Occidentale, 22% dall'Africa Settentrionale, 15% dal Mare del Nord, 14% dai paesi dell'ex CSI, 15% dal Medio Oriente, 7% dall'Italia e 5% da altre aree. Sono state commercializzate 32,95 milioni di tonnellate di petrolio³ con un aumento di 0,83 milioni di tonnellate rispetto al 2005, pari al 2,6%. Sono state acquistate inoltre: (i) 9,18 milioni di tonnellate di prodotti (8,84 milioni nel 2005) destinati alla vendita sul mercato italiano (4,61 milioni di tonnellate), a completamento delle disponibilità di produzione, e sui mercati esteri (4,57 milioni di tonnellate); (ii) 3,18 milioni di tonnellate di semilavorati (3,58 milioni nel 2005) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione.

APPROVVIGIONAMENTI DI GREGGI

(milioni di tonnellate)	2005	2006	assoluta	%
Produzione Eni estero	32,86	32,76	(0,10)	(0,3)
Produzione Eni nazionale	4,44	4,05	(0,39)	(8,8)
Totale produzione Eni	37,3	36,81	(0,49)	(1,3)
Acquisti spot	11,78	8,23	(3,55)	(30,1)
Contratti a termine	13,93	18,16	4,23	30,4
	63,01	63,20	(0,19)	0,3

Variazione

Trasporto via mare

Il trasporto via mare di petrolio e di prodotti petroliferi è stato effettuato con 30 navi noleggiate con contratti a tempo (*time charter*) e con 415 navi noleggiate con contratti a viaggi singoli (contratti spot). Sono state movimentate 28,5 milioni di tonnellate di petrolio (27,4 milioni di tonnellate nel 2005), di cui 4,3 milioni per conto terzi e circa 15,5 milioni di tonnellate di prodotti petroliferi, di cui 3,4 milioni per conto terzi. I trasporti con l'utilizzo di navi *time charter* hanno riguardato 16,7 milioni di tonnellate di petrolio e 12,3 milioni di tonnellate di prodotti.

Intensa l'attività di selezione della qualità delle navi utilizzate per il trasporto (*vetting*) con l'obiettivo di mantenere elevato lo *standard* qualitativo. L'età media della flotta impiegata per i contratti internazionali è pari a 3,7 anni.

In un contesto di mercato dei noli caratterizzato da una forte volatilità e da tariffe elevate, il ricorso ai contratti di noleggio *time charter* con termini temporali più estesi ha consentito di ottenere vantaggi di costo rispetto ai contratti spot.

Raffinazione

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

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

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

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

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI PETROLIFERI

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

PRODUZIONI IN CONTO PROPRIO PER PRODOTTO

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

Distribuzione di prodotti petroliferi

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO

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

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

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

Vendite rete Italia

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

La quota di mercato è in flessione di 0,4 punti percentuali, passando dal 29,7 al 29,3%; l'erogato medio a marchio Agip è diminuito dell'1,8%, rispetto al 2005 (da 2.509 a 2.463 mila litri).

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

VENDITE SUL MERCATO RETE

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

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

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

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

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

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

■ Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2005	2006	assoluta	Variazione %
Divisione Exploration & Production	402	583	181	45,0
Divisione Gas & Power	9	10	1	11,1
Divisione Refining & Marketing	439	463	22	5,0
Corporate	49	35	(14)	(28,6)
Investimenti tecnici	899	1.091	192	21,4

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

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

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

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

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

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

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

 Ricerca scientifica e tecnologica

Riorganizzazione dell'attività di ricerca scientifica e tecnologica

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

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

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

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

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

(migliaia di euro)

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

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

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

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

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

Conto economico

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

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

Ricavi della gestione caratteristica

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

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

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

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

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

Altri ricavi e proventi

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

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

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

I proventi per attività in joint venture di 38 milioni di euro riguardano l'addebito ai partner delle prestazioni interne.

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

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

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

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

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

Gli oneri non ricorrenti sono analizzati nella tabella seguente:

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

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

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

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

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

Costo lavoro

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

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

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

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

Divisioni	2005	2006	Variazione
E&P	2.988	3.194	206
G&P	1.713	1.679	(34)
R&M	4.414	4.997	583
Corporate	2.213	2.132	(81)
	11.328	12.002	674

Ammortamenti e svalutazioni

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

L'aumento degli ammortamenti registrato dalla Divisione Exploration & Production di 13 milioni di euro, pari al 2,6%, è dovuto essenzialmente al costo più elevato degli investimenti di sviluppo, ai maggiori costi di ricerca esplorativa, in parte compensati da minori ammortamenti relativi ai campi maturi.

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

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

Utile operativo

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

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

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

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

Divisione Gas & Power

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

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

Divisione Refining & Marketing

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

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

La perdita operativa della Corporate di 362 milioni di euro è diminuita di 71 milioni di euro, pari al 16,4%, per effetto essenzialmente dei minori accantonamenti netti ai fondi rischi ed oneri (37 milioni di euro) e del trasferimento delle attività di ricerca alle Divisioni (35 milioni di euro).

Proventi (oneri) finanziari netti

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Altri proventi finanziari netti	109	127	18
Commissioni per servizi finanziari	45	36	(9)
Interessi sui crediti verso l'Amministrazione finanziaria	14	13	(1)
Interessi su CCT	6	8	2
Proventi (oneri) netti su derivati	5	(8)	(13)
Utili (perdite) su cambi	(61)	(13)	48
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ⁽¹⁾	(46)	(27)	19
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(101)	(101)	
	(29)	35	64

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

Proventi netti su partecipazioni

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Dividendi	3.531	4.063	532
Altri proventi	970	612	(358)
Totale proventi	4.501	4.675	174
Svalutazioni e altri oneri	(895)	(890)	5
	3.606	3.785	179

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

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Dividendi			
Eni International BV	2.052	2.893	841
Italgas SpA	273	238	(35)
Snam Rete Gas SpA	722	166	(556)
Unión Fenosa Gas SA		128	128
Stoccaggi Gas Italia SpA	192	120	(72)
Eni Portugal Investment SpA		112	112
Ecofuel SpA	46	69	23
Enifin SpA		61	61
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		46	46
EniPower SpA	23	38	15
Saipem SpA	28	36	8
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	35	34	(1)
Sofid SpA	29	21	(8)
Società Petrolifera Italiana SpA	18	18	
AgipFuel SpA	33	17	(16)
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	19	16	(3)
Altre	61	50	(11)
	3.531	4.063	532

Altri proventi

Riprese di valore:

Eni Investment Plc	358	(358)
Polimeri Europa SpA	305	(305)
Altre	3	(3)

Conferimenti:

Eni Congo Holding BV (a Eni International BV)	124	(124)
---	-----	-------

Vendita azioni:

Italiana Petroli SpA (a api)	144	(144)
Nuovo Pignone Holding SpA	28	(28)
Snamprogetti SpA (a Saipem Projects SpA)		589
Altre	8	15
	970	612
Totale proventi	4.501	4.675
		174

(milioni di euro)	2005	2006	Variazione
Svalutazioni e altri oneri			
Syndial SpA	888	678	(210)
Tigaz Zrt		108	108
Ieoc SpA		10	10
Altre minori	7	5	(2)
Oneri per cessione Snamprogetti SpA		89	89
Totale oneri	895	890	(5)

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