



Preconsuntivo 2006

23 febbraio 2007

Sommario

	3	Principali dati
	4	Criteri di redazione
Risultati economico-finanziari	5	Conto economico
	8	Analisi delle voci del conto economico
	14	Stato patrimoniale riclassificato
	18	Rendiconto finanziario riclassificato
	22	Evoluzione prevedibile della gestione
Andamento dei principali settori di attività	23	Exploration & Production
	28	Gas & Power
	32	Refining & Marketing
	35	Petrochimica
	37	Ingegneria e Costruzioni
Non-GAAP measures	39	Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted
	46	Schemi riclassificati di Eni SpA

Principali dati economici e finanziari

(milioni di euro)

Quarto trimestre				Esercizio				
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
21.506	21.416	(90)	(0,4)	Ricavi della gestione caratteristica	73.728	86.105	12.377	16,8
4.396	3.957	(439)	(10,0)	Utile operativo	16.827	19.327	2.500	14,9
4.931	4.776	(155)	(3,1)	Utile operativo <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	17.558	20.490	2.932	16,7
2.105	1.520	(585)	(27,8)	Utile netto di competenza Eni	8.788	9.217	429	4,9
0,56	0,41	(0,15)	(26,6)	- per azione (euro) ⁽²⁾	2,34	2,49	0,15	6,6
1,34	1,06	(0,28)	(20,4)	- per ADS (\$) ⁽²⁾⁽³⁾	5,81	6,26	0,45	7,7
2.396	2.355	(41)	(1,7)	Utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni ⁽¹⁾	9.251	10.412	1.161	12,5
2.072	1.780	(292)	(14,1)	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	14.936	17.003	2.067	13,8
2.464	2.944	480	19,5	Investimenti tecnici	7.414	7.833	419	5,7

(1) Per la definizione e la riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted*, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli *special item*, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*" a pag. 40.

(2) Interamente diluito. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla BCE.

(3) Un ADS rappresenta 2 azioni.

Principali indicatori di mercato

Quarto trimestre				Esercizio				
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
56,90	59,68	2,78	4,9	Prezzo medio del greggio Brent <i>dated</i> ⁽¹⁾	54,38	65,14	10,76	19,8
1,189	1,290	0,101	8,5	Cambio medio EUR/USD ⁽²⁾	1,244	1,256	0,012	1,0
47,86	46,26	(1,60)	(3,3)	Prezzo medio in euro del greggio Brent <i>dated</i>	43,71	51,86	8,15	18,6
5,05	2,18	(2,87)	(56,8)	Margini europei medi di raffinazione ⁽³⁾	5,78	3,79	(1,99)	(34,4)
4,25	1,69	(2,56)	(60,2)	Margini europei medi di raffinazione in euro	4,65	3,02	(1,63)	(35,1)
2,3	3,6	1,3	56,5	Euribor a tre mesi (%)	2,2	3,1	0,9	40,9
4,3	5,3	1,0	23,3	Libor - dollaro a tre mesi (%)	3,5	5,2	1,7	48,6

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

(2) Fonte: BCE.

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

Principali indicatori operativi

Quarto trimestre				Esercizio				
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
				Produzione giornaliera:				
1.132	1.079	(53)	(4,7)	petrolio (migliaia di barili)	1.111	1.079	(32)	(2,9)
110	117	7	6,4	gas naturale ⁽¹⁾ (milioni di metri cubi)	102	112	10	9,8
1.806	1.796	(10)	(0,6)	idrocarburi ⁽¹⁾ (migliaia di boe)	1.737	1.770	33	1,9
27,52	27,11	(0,41)	(1,5)	Vendite di gas naturale in Europa (miliardi di metri cubi)	93,81	97,52	3,71	4,0
1,38	1,49	0,11	8,0	- di cui vendite upstream (miliardi di metri cubi)	5,82	5,62	(0,20)	(3,4)
6,07	6,07			Produzione venduta di energia elettrica (terawattora)	22,77	24,82	2,05	9,0
				Vendite di prodotti petroliferi				
3,11	3,13	0,02	0,6	rete Europa a marchio Agip (milioni di tonnellate)	12,42	12,48	0,06	0,5
1.289	1.323	34	2,6	Vendite di prodotti petrolchimici (migliaia di tonnellate)	5.376	5.264	(112)	(2,1)

(1) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (50 mila boe/giorno nel quarto trimestre 2006 e 48 mila boe/giorno nel quarto trimestre 2005; 50 e 44 mila boe/giorno rispettivamente nel 2006 e 2005).

■ Criteri di redazione

Il Preconsuntivo 2006, non sottoposto a revisione contabile, è stato redatto conformemente ai criteri di valutazione e di misurazione stabiliti dagli *International Financial Reporting Standard* (IFRS) emanati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002.

Le informazioni economiche sono fornite con riferimento all'esercizio 2006, al quarto trimestre 2006, all'esercizio 2005 e al quarto trimestre 2005. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 dicembre 2006, al 31 dicembre 2005 e al 30 settembre 2006. La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella dei prospetti presentati nella relazione sulla gestione della relazione semestrale e del bilancio annuale.

Disclaimer

Questa relazione contiene dichiarazioni previsionali ("forward-looking statements"), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi e riacquisto di azione proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischio e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza.

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

Risultati economico-finanziari

Conto Economico

(milioni di euro)

Quarto trimestre				Esercizio				
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
21.506	21.416	(90)	(0,4)	Ricavi della gestione caratteristica	73.728	86.105	12.377	16,8
318	288	(30)	(9,4)	Altri ricavi e proventi	798	769	(29)	(3,6)
(15.684)	(15.860)	(176)	(1,1)	Costi operativi	(51.918)	(61.126)	(9.208)	(17,7)
(290)	(182)	108		di cui (oneri) proventi non ricorrenti	(290)	(206)	84	
(1.744)	(1.887)	(143)	(8,2)	Ammortamenti e svalutazioni	(5.781)	(6.421)	(640)	(11,1)
4.396	3.957	(439)	(10,0)	Utile operativo	16.827	19.327	2.500	14,9
(98)	52	150	..	Proventi (oneri) finanziari netti	(366)	161	527	..
146	157	11	7,5	Proventi netti su partecipazioni	914	903	(11)	(1,2)
4.444	4.166	(278)	(6,3)	Utile prima delle imposte	17.375	20.391	3.016	17,4
(2.237)	(2.468)	(231)	(10,3)	Imposte sul reddito	(8.128)	(10.568)	(2.440)	(30,0)
50,3	59,2	8,9		Tax rate	46,8	51,8	5,0	
2.207	1.698	(509)	(23,1)	Utile netto	9.247	9.823	576	6,2
				di cui:				
2.105	1.520	(585)	(27,8)	Utile netto di competenza Eni	8.788	9.217	429	4,9
102	178	76	74,5	Utile netto di terzi azionisti	459	606	147	32,0
2.105	1.520	(585)	(27,8)	Utile netto di competenza Eni	8.788	9.217	429	4,9
(131)	213	344		Esclusione utile (perdita) di magazzino	(759)	33	792	
422	622	200		Esclusione special item:	1.222	1.162	(60)	
290	199	(91)		- oneri non ricorrenti	290	218	(72)	
132	423	291		- altri special item	932	944	12	
2.396	2.355	(41)	(1,7)	Utile netto adjusted di competenza Eni	9.251	10.412	1.161	12,5

L'analisi dell'utile netto *adjusted* per settore è riportata nella seguente tabella:

(milioni di euro)

Quarto trimestre				Esercizio				
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
				Utile netto adjusted per settore				
1.572	1.304	(268)	(17,0)	Exploration & Production	6.186	7.279	1.093	17,7
640	873	233	36,4	Gas & Power	2.552	2.862	310	12,1
221	115	(106)	(48,0)	Refining & Marketing	945	629	(316)	(33,4)
64	141	77	120,3	Petrolchimica	227	174	(53)	(23,3)
118	131	13	11,0	Ingegneria e Costruzioni	328	400	72	22,0
(90)	(85)	5	5,6	Altre attività	(297)	(301)	(4)	(1,3)
(46)	57	103	..	Corporate e società finanziarie	(142)	54	196	..
19	(3)	(22)	..	Eliminazione utili interni ⁽¹⁾	(89)	(79)	10	(11,2)
2.498	2.533	35	1,4		9.710	11.018	1.308	13,5
				di cui:				
102	178	76	74,5	Utile netto di terzi azionisti	459	606	147	32,0
2.396	2.355	(41)	(1,7)	Utile netto adjusted di competenza Eni	9.251	10.412	1.161	12,5

Quarto trimestre

L'**utile netto** di competenza Eni del quarto trimestre 2006 di €1.520 milioni è diminuito di €585 milioni rispetto al quarto trimestre 2005 (-27,8%), per effetto essenzialmente: (i) della flessione dell'utile operativo (-€439 milioni, pari al 10%) dovuta all'impatto negativo dell'apprezzamento dell'8,5% dell'euro rispetto al dollaro, ai maggiori costi di ricerca esplorativa e alla debole *performance* dell'attività di raffinazione, a fronte del buon andamento dei settori Gas & Power e Petrolchimica; (ii) della crescita del *tax rate* di Gruppo (dal 50,3% al 59,2%) determinata in particolare dall'impatto dell'introduzione da parte del Governo Algerino di una tassa eccezionale sui profitti delle compagnie petrolifere straniere (*windfall tax*) con efficacia 1° agosto 2006 che ha comportato maggiori imposte correnti e l'adeguamento del fondo imposte differite (complessivamente €328 milioni, di cui €149 milioni per imposte del periodo).

L'**utile netto adjusted** di competenza Eni del quarto trimestre 2006, ottenuto escludendo la perdita da magazzino di €213 milioni e *special item* di €622 milioni (entrambi al netto del relativo effetto fiscale), ammonta a €2.355 milioni, in lieve riduzione rispetto al quarto trimestre del 2005 (-1,7%).

Gli *special item* del trimestre hanno riguardato in particolare l'adeguamento del fondo imposte differite a fronte della *windfall tax* algerina, le svalutazioni di *asset*, in particolare nel settore Exploration & Production e Petrolchimica, lo stanziamento di oneri a fronte di provvedimenti delle autorità antitrust e di regolamentazione, nonché oneri ambientali e di incentivazione all'esodo.

La flessione dell'utile netto *adjusted* del quarto trimestre 2006 è stata determinata dalla riduzione dell'utile netto *adjusted* registrata nei settori:

- **Exploration & Production** (-€268 milioni; -17%) per effetto essenzialmente del peggioramento della *performance* operativa (-€386 milioni) dovuto all'impatto negativo del cambio e ai maggiori costi di ricerca esplorativa, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori prezzi di realizzo in dollari (petrolio +5%; gas naturale +11,2%);
- **Refining & Marketing** (-€106 milioni; -48%) dovuta essenzialmente al peggioramento della *performance* operativa (-€231 milioni) penalizzata in particolare dall'andamento negativo dello scenario di raffinazione (-2,87 dollari/barile il margine di raffinazione sul Brent, pari al 56,8%) e del cambio, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dal beneficio derivante dalla maggiore redditività del *pool* di greggi lavorati. Il risultato dell'attività commerciale Italia è diminuito a causa del clima mite che ha penalizzato la domanda dei prodotti a uso riscaldamento.

Tali diminuzioni sono state parzialmente compensate dall'incremento dell'utile netto *adjusted* nei settori:

- **Gas & Power** (+€233 milioni; +36,4%), dovuto essenzialmente al parziale utilizzo del fondo stanziato nel bilancio 2005 a fronte della stima effettuata allora dell'impatto del regime tariffario della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, nonché alla migliore *performance* operativa determinata dall'aumento dei margini di vendita del gas, in relazione all'andamento del cambio euro vs. dollaro e dei parametri energetici, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi venduti di gas naturale delle società consolidate (-0,5 miliardi di metri cubi, pari al 2%) e dei volumi distribuiti a causa dell'effetto climatico. All'incremento dell'utile netto *adjusted* ha contribuito anche il miglioramento gestionale delle partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto;
- **Petrolchimica** (+€77 milioni; +120,3%), dovuto essenzialmente alla migliore *performance* operativa (+€80 milioni) connessa alla ripresa dei margini di vendita dei prodotti.

Esercizio

Nel 2006 Eni ha conseguito l'**utile netto record** di €9.217 milioni, in aumento di €429 milioni rispetto al 2005 (+4,9%) per effetto essenzialmente del miglioramento della *performance* operativa (+€2.500 milioni), parzialmente assorbito dalla crescita del *tax rate* di Gruppo (dal 46,8% al 51,8%). L'aumento del *tax rate* ha riguardato in particolare il settore Exploration & Production a causa: (i) dell'introduzione da parte del Governo dell'Algeria della *windfall tax* con efficacia 1° agosto 2006 (impatto di €328 milioni, di cui €149 milioni per imposte del periodo); (ii) dell'introduzione da parte del Governo del Regno Unito di un *supplemental tax rate* sulle produzioni del Mare del Nord con efficacia 1° gennaio 2006 (impatto di €198 milioni, di cui 107 milioni per imposte del periodo).

L'**utile netto adjusted** di competenza Eni del 2006, ottenuto escludendo la perdita da magazzino di €33 milioni e *special item* di €1.162 milioni (entrambi al netto del relativo effetto fiscale), ammonta a €10.412 milioni con un aumento di €1.161 milioni, pari al 12,5% rispetto al 2005.

Gli *special item* dell'anno hanno riguardato essenzialmente le svalutazioni di *asset* in particolare nel settore Exploration & Production, oneri ambientali e di incentivazione all'esodo, lo stanziamento di oneri a fronte dei provvedimenti delle autorità *antitrust* e di regolamentazione, nonché l'adeguamento del fondo imposte differite a fronte della *windfall tax* algerina e del *supplemental tax rate* del Regno Unito.

La **redditività del capitale investito** (ROACE) calcolata su base *adjusted* raggiunge il 22,7% (20,5% nel 2005).

I risultati di Eni sono stati realizzati in un contesto di mercato caratterizzato dall'aumento del prezzo del Brent del 19,8% e dei margini di vendita dei prodotti petrolchimici, i cui effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione del margine di raffinazione sul Brent (-34,4%). I margini di vendita del gas naturale sono stati sostenuti dall'andamento favorevole del cambio e dello scenario dell'energia. In media annua, l'euro si è leggermente apprezzato rispetto al dollaro (+1%).

All'incremento dell'utile netto *adjusted* del 2006 ha contribuito il miglioramento registrato nei settori:

- **Exploration & Production** (+€1.093 milioni; +17,7%), per effetto del miglioramento della *performance* operativa (+€2.860 milioni) connesso all'incremento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +22,4%; gas naturale +17,8%) e alla crescita della produzione venduta di idrocarburi (+10,2 milioni di boe), parzialmente assorbiti dall'aumento dei costi di produzione, degli ammortamenti, dei costi di ricerca esplorativa, nonché dagli impatti del cambio e della crescita del *tax rate* (dal 51,8% al 53,9%);
- **Gas & Power** (+€310 milioni; +12,1%), per effetto essenzialmente del miglioramento della *performance* operativa (+€351 milioni) che riflette in particolare l'aumento dei margini di vendita del gas per l'andamento dello scenario e il minore impatto della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, nonché la crescita dei volumi venduti di gas naturale delle società consolidate (+3,14 miliardi di metri cubi, pari al 3,8%) e dei volumi del trasporto estero. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla minore *performance* operativa del trasporto Italia, in relazione all'impatto del regime tariffario della delibera n.166/2005 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, della distribuzione, in relazione al calo dei volumi. All'incremento dell'utile netto *adjusted* ha contribuito anche il miglioramento gestionale delle partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto;
- **Ingegneria e Costruzioni** (+€72 milioni; +22%), dovuto al miglioramento della *performance* operativa connesso al buon andamento del mercato dei servizi petroliferi.

Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dell'utile netto *adjusted* nel settore **Refining & Marketing** (€-316 milioni; -33,4%) per effetto del peggioramento della *performance* operativa (€424 milioni) penalizzata dall'andamento negativo dello scenario di raffinazione e del cambio, nonché dal programma di manutenzioni che ha determinato maggiori fermate delle raffinerie. Il risultato dell'attività commerciale Italia è in flessione per l'effetto del clima mite che ha penalizzato la domanda dei prodotti a uso riscaldamento nel quarto trimestre.

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di euro)

Quarto trimestre				Esercizio				
2005	2006	Var. ass.	Var. %	2005	2006	Var. ass.	Var. %	
6.419	6.152	(267)	(4,2)	Exploration & Production	22.531	27.173	4.642	20,6
7.419	8.170	751	10,1	Gas & Power	22.969	28.368	5.399	23,5
9.555	8.579	(976)	(10,2)	Refining & Marketing	33.732	38.210	4.478	13,3
1.657	1.740	83	5,0	Petrolchimica	6.255	6.823	568	9,1
1.809	1.969	160	8,8	Ingegneria e Costruzioni	5.733	6.979	1.246	21,7
222	161	(61)	(27,5)	Altre attività	863	823	(40)	(4,6)
272	345	73	26,8	Corporate e società finanziarie	1.239	1.174	(65)	(5,2)
(5.847)	(5.700)	147		Elisioni di consolidamento	(19.594)	(23.445)	(3.851)	
21.506	21.416	(90)	(0,4)		73.728	86.105	12.377	16,8

Quarto trimestre

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel quarto trimestre 2006 (€21.416 milioni) risultano in lieve flessione rispetto ai valori registrati nel quarto trimestre 2005 (-0,4%) per effetto essenzialmente dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+8,5%) e della flessione delle vendite di gas (-2%) e dei prodotti petroliferi (-3,5%) a causa dell'effetto climatico, i cui effetti sono stati compensati dall'incremento dei prezzi dei prodotti registrato nei principali settori.

Esercizio

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2006 (€86.105 milioni) sono aumentati di €12.377 milioni rispetto al 2005 (+16,8%) per effetto essenzialmente dell'aumento dei prezzi dei prodotti nei principali settori di attività, nonché della crescita dei volumi venduti di idrocarburi di produzione, di gas naturale e dei livelli di attività nel settore Ingegneria e Costruzioni. Tali fattori positivi sono stati parzialmente attenuati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+1%).

I ricavi del settore Exploration & Production (€27.173 milioni) sono aumentati di €4.642 milioni (+20,6%) per effetto essenzialmente dell'incremento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +22,4%; gas naturale +17,8%) e della crescita della produzione venduta di idrocarburi (+10,2 milioni di boe). Questi effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Gas & Power (€28.368 milioni) sono aumentati di €5.399 milioni (+23,5%) per effetto essenzialmente dell'aumento del prezzo del gas naturale, in relazione in particolare all'andamento dello scenario, della crescita dei volumi venduti di gas naturale delle società consolidate (+3,14 miliardi di metri cubi, pari al 3,8%) e della produzione venduta di energia elettrica (+2,05 terawattora, pari al 9%).

I ricavi del settore Refining & Marketing (€38.210 milioni) sono aumentati di €4.478 milioni (+13,3%) per effetto essenzialmente dell'aumento delle quotazioni dei greggi e dei prodotti petroliferi.

I ricavi del settore Petrolchimica (€6.823 milioni) sono aumentati di €568 milioni (+9,1%) per effetto essenzialmente dell'incremento dei prezzi medi di vendita dei prodotti.

I ricavi del settore Ingegneria e Costruzioni (€6.979 milioni) sono aumentati di €1.246 milioni (+21,7%) per effetto della crescita dei livelli di attività nei *business Offshore e Onshore*, nonché del maggior tasso di utilizzo dei mezzi e delle maggiori tariffe nel *business Perforazioni Mare*.

Costi operativi

(milioni di euro)

Quarto trimestre				Esercizio				
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. % 2006
14.838	14.884	46	0,3	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	48.567	57.477	8.910	18,3
290	182	(108)		di cui - oneri non ricorrenti	290	206	(84)	
400	117	(283)		- altri special item	1.300	423	(877)	
846	976	130	15,4	Costo lavoro	3.351	3.649	298	8,9
44	101	57		di cui - incentivi per esodi agevolati	79	178	99	
15.684	15.877	193	1,2		51.918	61.143	9.225	17,8

I **costi operativi** sostenuti nel 2006 (€61.143 milioni) aumentano di €9.225 milioni rispetto al 2005, pari al 17,8%, per effetto essenzialmente: (i) dell'incremento del costo di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche, nonché del gas naturale; sui costi di approvvigionamento del gas hanno inciso i maggiori oneri connessi all'emergenza climatica del primo trimestre 2006; (ii) dei maggiori costi operativi nel settore Exploration & Production; in particolare l'aumento dei costi operativi è dovuto alla crescente incidenza dei progetti di sviluppo in ambienti estremi e a fenomeni inflativi; (iii) dei maggiori costi di manutenzione delle raffinerie. Questi aumenti sono stati parzialmente compensati dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro.

I costi operativi includono oneri non ricorrenti di €206 milioni nel 2006 relativi essenzialmente allo stanziamento di oneri a fronte di provvedimenti delle autorità antitrust e di regolamentazione; nel 2005 gli oneri non ricorrenti di €290 milioni riguardarono lo stanziamento di un onere a fronte di una multa inflitta dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

Gli altri *special item* inclusi nei costi operativi del 2006 (€423 milioni) sono relativi essenzialmente allo stanziamento di oneri ambientali (€292 milioni) in particolare nella Syndial e nel settore Refining & Marketing; nel 2005 gli altri *special item* di €1.300 milioni riguardarono essenzialmente oneri ambientali (€835 milioni), in particolare nella Syndial e nel settore Refining & Marketing, e stanziamenti a fondi rischi e spese future (€379 milioni), connessi in particolare agli oneri assicurativi in relazione alla circostanza che nel 2005 vennero rilevati l'extrapremio e l'adeguamento del fondo rischi e spese future alla stima della maggiorazione dei premi attesi in futuro dalla mutua assicurazione Oil Insurance Ltd per effetto dell'elevata sinistrosità verificatasi nel biennio 2004-2005.

Il **costo lavoro** (€3.649 milioni) è aumentato di €298 milioni (+8,9%) per effetto essenzialmente dell'incremento dei costi per esodi agevolati (€99 milioni), delle ordinarie dinamiche retributive e dell'incremento dell'occupazione media all'estero, prevalentemente nel settore **Ingegneria e Costruzioni**. Tali effetti sono stati parzialmente compensati da una riduzione dell'occupazione media in Italia.

Occupazione a fine periodo

(unità)

	31 dicembre			
	2005	2006	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	8.030	8.336	306	3,8
Gas & Power	12.324	12.074	(250)	(2,0)
Refining & Marketing	8.894	9.437	543	6,1
Petrolchimica	6.462	6.025	(437)	(6,8)
Ingegneria e Costruzioni	28.684	30.902	2.218	7,7
Altre attività	2.636	2.219	(417)	(15,8)
Corporate e società finanziarie	5.228	4.579	(649)	(12,4)
	72.258	73.572	1.314	1,8

L'occupazione al 31 dicembre 2006 è di 73.572 unità con un aumento di 1.314 unità rispetto al 31 dicembre 2005 (+1,8%).

In Italia l'occupazione (39.765 unità) è diminuita di 427 unità per effetto essenzialmente del saldo negativo di 391 unità tra le assunzioni e le risoluzioni e delle riduzioni connesse alle variazioni dell'area di consolidamento (complessivamente 41 uscite) relative: (i) al conferimento della Fiorentina Gas alla collegata Toscana Gas (Eni 48,7%); (ii) alla cessione del ramo d'azienda per il trattamento acque di Ferrara; (iii) all'acquisizione delle società Siciliana Gas SpA e Siciliana Gas Vendite SpA. Nel 2006 sono state effettuate 2.208 assunzioni, di cui 1.486 a tempo indeterminato e 2.599 risoluzioni (di cui 1.960 a tempo indeterminato).

All'estero l'occupazione (33.807 unità) è aumentata di 1.741 unità per effetto essenzialmente dell'assunzione nel settore Saipem di personale con contratto a tempo determinato, in particolare in Kazakhstan.

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di euro)

Quarto trimestre				Esercizio				
2005	2006	Var. ass.	Var. %	2005	2006	Var. ass.	Var. %	
1.325	1.418	93	7,0	Exploration & Production	3.945	4.646	701	17,8
169	185	16	9,5	Gas & Power	684	687	3	0,4
123	101	(22)	(17,9)	Refining & Marketing	462	434	(28)	(6,1)
30	33	3	10,0	Petrolchimica	118	124	6	5,1
44	56	12	27,3	Ingegneria e Costruzioni	176	195	19	10,8
4	2	(2)	(50,0)	Altre attività	16	6	(10)	(62,5)
43	21	(22)	(51,2)	Corporate e società finanziarie	112	70	(42)	(37,5)
(4)	(7)	(3)	..	Eliminazione utili interni	(4)	(9)	(5)	..
1.734	1.809	75	4,3	Totale ammortamenti	5.509	6.153	644	11,7
10	78	68	..	Svalutazioni	272	268	(4)	(1,5)
1.744	1.887	143	8,2		5.781	6.421	640	11,1

Gli **ammortamenti** (€6.153 milioni) sono aumentati di €644 milioni rispetto al 2005 (+11,7%) essenzialmente nel settore Exploration & Production (€701 milioni), in relazione ai maggiori costi di ricerca esplorativa, al costo più elevato degli investimenti di sviluppo dei nuovi giacimenti e di mantenimento del livello produttivo dei giacimenti maturi, nonché all'aumento delle produzioni.

Le svalutazioni rilevate nel 2006 (€268 milioni) hanno riguardato essenzialmente *asset* minerari nel settore Exploration & Production, immobilizzazioni immateriali nel settore Gas & Power e impianti nel settore Petrolchimica.

Utile operativo

(milioni di euro)

Quarto trimestre				Esercizio				
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
4.396	3.957	(439)	(10,0)	Utile operativo	16.827	19.327	2.500	14,9
(209)	341	550		Esclusione (utile) perdita di magazzino	(1.210)	88	1.298	
744	478	(266)		Esclusione <i>special item</i>	1.941	1.075	(866)	
				di cui:				
290	182	(108)		- oneri (proventi) non ricorrenti	290	206	(84)	
454	296	(158)		- altri <i>special item</i>	1.651	869	(782)	
4.931	4.776	(155)	(3,1)	Utile operativo <i>adjusted</i>	17.558	20.490	2.932	16,7
Dettaglio per settore:								
3.581	3.195	(386)	(10,8)	Exploration & Production	12.903	15.763	2.860	22,2
890	1.269	379	42,6	Gas & Power	3.531	3.882	351	9,9
379	148	(231)	(60,9)	Refining & Marketing	1.214	790	(424)	(34,9)
74	154	80	108,1	Petrochimica	261	219	(42)	(16,1)
142	152	10	7,0	Ingegneria e Costruzioni	314	508	194	61,8
(92)	(77)	15	16,3	Altre attività	(296)	(299)	(3)	(1,0)
(74)	(53)	21	28,4	Corporate e società finanziarie	(228)	(240)	(12)	(5,3)
31	(12)	(43)		Eliminazione utili interni ⁽¹⁾	(141)	(133)	8	
4.931	4.776	(155)	(3,1)		17.558	20.490	2.932	16,7

(1) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti al 31 dicembre nel patrimonio dell'impresa acquirente.

Quarto trimestre

L'utile operativo *adjusted*, che esclude la perdita di magazzino di €341 milioni e *special item* di €478 milioni, ammonta a €4.776 milioni con una diminuzione di €155 milioni rispetto al 2005 per effetto essenzialmente delle riduzioni registrate nei settori: (i) Exploration & Production (-€386 milioni) per effetto dell'impatto negativo del cambio e dei maggiori costi di ricerca esplorativa, parzialmente compensati dai maggiori prezzi di realizzo del petrolio e del gas; (ii) Refining & Marketing (-€231 milioni) penalizzato in particolare dall'andamento negativo dello scenario di raffinazione. Queste diminuzioni sono state compensate dal buon andamento dei settori: (i) Gas & Power (+€379 milioni) dovuto al parziale utilizzo del fondo stanziato nel bilancio 2005 a fronte della stima effettuata allora dell'impatto del regime tariffario della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e all'aumento dei margini di vendita del gas, solo parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi venduti da gas naturale delle società consolidate e dei volumi distribuiti a causa dell'effetto climatico; (ii) Petrochimica (+€80 milioni), in relazione alla ripresa dei margini di vendita dei prodotti nel settore.

Esercizio

L'utile operativo *adjusted*, che esclude la perdita di magazzino di €88 milioni e *special item* di €1.075 milioni, ammonta a €20.490 milioni con un aumento di €2.932 milioni rispetto al 2005. L'incremento si riferisce in particolare ai settori: (i) Exploration & Production (+€2.860 milioni, +22,2%) la cui *performance* operativa ha beneficiato dell'aumento dei prezzi di realizzo e della crescita della produzione venduta di idrocarburi (+10,2 milioni di boe, pari all'1,7%), parzialmente assorbiti dai maggiori costi operativi, ammortamenti di sviluppo e costi di ricerca esplorativa; (ii) Gas & Power (+€351 milioni, +9,9%) per effetto dei maggiori margini di vendita del gas naturale, del minore impatto della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e della crescita dei volumi venduti di gas naturale delle società consolidate (+3,14 miliardi di metri cubi, +3,8%); (iii) Ingegneria e Costruzioni (+€194 milioni, +61,8%) per effetto del buon andamento del mercato dei servizi petroliferi. Questi aumenti sono stati parzialmente compensati dalla flessione del settore Refining & Marketing (-€424 milioni, pari al 34,9%) per effetto dell'andamento negativo dello scenario di raffinazione e dell'impatto delle fermate delle raffinerie per manutenzioni programmate.

Proventi (oneri) finanziari

I **proventi finanziari netti** di €161 milioni sono aumentati di €527 milioni rispetto al 2005 quando furono rilevati oneri finanziari netti di €366 milioni. Il miglioramento riflette: (i) la variazione positiva della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati rilevata a conto economico anziché correlarla alle attività, passività e impegni cui si riferisce perché i relativi contratti non soddisfano le condizioni formali per essere qualificati come di copertura ai fini IFRS; (ii) i maggiori proventi connessi all'incremento delle disponibilità medie, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto dei maggiori tassi d'interesse sui finanziamenti in dollari (Libor +1,7 punti percentuali) e in euro (Euribor +0,9 punti percentuali).

Proventi netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi su partecipazioni per l'esercizio 2006 è illustrata nella tabella seguente:

(milioni di euro)

Esercizio	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria Costruzioni	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	37	509	194	66	806
Dividendi	68	3	26		98
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	(6)	21			17
Altri proventi netti	(14)	(7)			(18)
	85	526	220	66	903
di cui <i>special item</i>		37	36		72

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €903 milioni e riguardano: (i) le quote di competenza dei risultati netti di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (€806 milioni), in particolare nei settori Gas & Power e Refining & Marketing. Gli effetti della valutazione con il metodo del patrimonio netto includono la plusvalenza (€73 milioni in quota Eni) rilevata dalla Galp Energia SGPS SA sulla cessione di *asset* regolati a Rede Electrica Nacional, classificata come *special item*; (ii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (€98 milioni, di cui 57 milioni relativi alla Nigeria LNG); (iii) le plusvalenze nette realizzate nella cessione di partecipazioni (€17 milioni).

L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

(milioni di euro)

Quarto trimestre			Esercizio		
2005	2006	Var. ass.	2005	2006	Var. ass.
156	206	50	737	806	69
4	4		33	98	65
(2)	(4)	(2)	171	17	(154)
(12)	(49)	(37)	(27)	(18)	9
146	157	11	914	903	(11)

La diminuzione dei proventi netti su partecipazioni di €11 milioni è dovuta essenzialmente alle minori plusvalenze su cessione, in relazione in particolare alla circostanza che nel 2005 venne rilevata la plusvalenza sulla cessione della Italiana Petroli SpA (€132 milioni), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal miglioramento dei risultati delle partecipate Unión Fenosa Gas e Blue Stream Pipeline Co del settore Gas & Power, nonché dai maggiori dividendi distribuiti dalla Nigeria LNG.

Imposte sul reddito

(milioni di euro)

Quarto trimestre			Esercizio		
2005	2006	Var. ass.	2005	2006	Var. ass.
1.086	1.105	19	5.779	5.566	(213)
3.358	3.061	(297)	11.596	14.825	3.239
4.444	4.166	(278)	17.375	20.391	3.016
530	480	(50)	2.206	2.237	31
1.707	1.988	281	5.922	8.331	2.409
2.237	2.468	231	8.128	10.568	2.440
(317)	138	455	(609)	165	774
48,8	43,4	(5,4)	38,2	40,2	2,0
50,8	65,9	14,1	51,1	56,2	5,1
50,3	59,2	8,9	46,8	51,8	5,0

Le **imposte sul reddito** (€10.568 milioni) aumentano di €2.440 milioni, a seguito essenzialmente dell'aumento dell'utile prima delle imposte di €3.016 milioni. L'incremento di 5 punti percentuali del *tax rate* di Gruppo (dal 46,8% al 51,8%) è connesso essenzialmente: (i) all'introduzione da parte del Governo dell'Algeria della *windfall tax* con efficacia 1° agosto 2006 (impatto €328 milioni, di cui 149 milioni per imposte del periodo); (ii) all'introduzione da parte del Governo del Regno Unito di un *supplemental tax rate* sulle produzioni del Mare del Nord con efficacia 1° gennaio 2006 (impatto €198 milioni, di cui 107 milioni per imposte del periodo); (iii) alla definizione di un contenzioso fiscale in Venezuela.

Utile di competenza di terzi azionisti

L'**utile di competenza di terzi azionisti** (€606 milioni) riguarda essenzialmente Snam Rete Gas SpA (€287 milioni) e Saipem (€311 milioni).

■ Stato patrimoniale riclassificato⁽¹⁾

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio pubblicato nel bilancio e nella relazione semestrale secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il *management* ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal *management* per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (*leverage*).

(milioni di euro)

	31.12.2005	30.09.2006	31.12.2006	Var. ass. vs 31.12.2005	Var. ass. vs 30.09.2006
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	45.013	43.408	44.309	(704)	901
Altre immobilizzazioni		656	629	629	(27)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.194	1.962	1.827	(367)	(135)
Attività immateriali	3.194	3.285	3.756	562	471
Partecipazioni	4.311	4.234	4.267	(44)	33
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	775	640	557	(218)	(83)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.196)	(912)	(1.090)	106	(178)
	54.291	53.273	54.255	(36)	982
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	3.563	4.440	4.743	1.180	303
Crediti commerciali	14.101	12.858	15.195	1.094	2.337
Debiti commerciali	(8.170)	(8.136)	(10.546)	(2.376)	(2.410)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(4.857)	(6.867)	(5.372)	(515)	1.495
Fondi per rischi e oneri	(7.679)	(7.741)	(8.604)	(925)	(863)
Altre attività (passività) d'esercizio ⁽²⁾	(526)	(553)	(601)	(75)	(48)
	(3.568)	(5.999)	(5.185)	(1.617)	814
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.031)	(1.054)	(1.076)	(45)	(22)
Capitale investito netto	49.692	46.220	47.994	(1.698)	1.774
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	39.217	42.370	41.229	2.012	(1.141)
Indebitamento finanziario netto	10.475	3.850	6.765	(3.710)	2.915
Coperture	49.692	46.220	47.994	(1.698)	1.774

(1) Per la riconduzione dello schema riclassificato allo schema obbligatorio si rimanda alla Relazione semestrale al 30 giugno 2006 al paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" alle pagine 45 e 46.

(2) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di 246 milioni di euro (492 e 261 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2005 e al 30 settembre 2006) e titoli a copertura delle riserve tecniche della Padana Assicurazioni di 417 milioni di euro (463 e 550 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2005 e al 30 settembre 2006).

L'apprezzamento dell'euro, in particolare sul dollaro, rispetto al 31 dicembre 2005 (cambio EUR/USD 1,317 al 31 dicembre 2006 contro 1,180 al 31 dicembre 2005, +11,6%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2006 una diminuzione del valore contabile del capitale investito netto di circa €2.250 milioni, del patrimonio netto di circa €1.600 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di circa €650 milioni.

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2006 ammonta a €47.994 milioni con un decremento di €1.698 milioni rispetto al 31 dicembre 2005.

Il capitale immobilizzato (€54.255 milioni) è sostanzialmente in linea con il 31 dicembre 2005 (€54.291 milioni). Gli ammortamenti e le svalutazioni di periodo (€6.421 milioni) e l'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro nella conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa €2.100 milioni) hanno compensato gli investimenti tecnici effettuati nel periodo (€7.833 milioni).

Nella voce Altre immobilizzazioni del capitale immobilizzato sono comprese per un valore di libro di 829 milioni di dollari (pari a €629 milioni al cambio EUR/USD al 31 dicembre 2006) le immobilizzazioni dedicate al contratto di servizio relativo alle attività minerarie dell'area di Dación, della branch venezuelana della controllata Eni Dación BV. Con effetto dal 1° aprile 2006 la compagnia petrolifera di Stato venezuelano *Petróleos de Venezuela SA (PDVSA)* ha comunicato a Eni Dación BV, società con sede nei Paesi Bassi, che il contratto di servizio relativo alle attività minerarie dell'area di Dación si deve intendere risolto. Conseguentemente da tale data la conduzione delle attività è stata assunta da PDVSA. Nel novembre 2006 Eni, ferma restando la propria disponibilità a una soluzione negoziale circa l'indennizzo dovuto a seguito della risoluzione unilaterale del contratto, ha avviato un procedimento arbitrale per tutelare i propri diritti presso l'*International Centre for Settlement of Investment Dispute (ICSID)*, organismo della Banca Mondiale preposto alla risoluzione delle controversie in caso di violazione dei trattati bilaterali per la protezione degli investimenti tra il Venezuela e i Paesi Bassi. In particolare sulla base dei pareri dei propri consulenti legali Eni ritiene di aver diritto a un indennizzo corrispondente al valore di mercato del contratto di servizio terminato da PDVSA. Tale valore secondo le valutazioni interne della società e di esperti indipendenti risulta non inferiore al valore di libro dell'*asset* che conseguentemente non è stato oggetto di svalutazione.

L'incidenza dei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing sul capitale investito netto è dell'89,9% (90,9% al 31 dicembre 2005).

Return On Average Capital Employed (ROACE)

Indice di rendimento del capitale investito. Per il Gruppo è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted*, prima degli interessi di terzi azionisti e rettificato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio. L'effetto fiscale correlato agli oneri finanziari è determinato in base all'aliquota del 33% prevista dalla normativa fiscale italiana. Il capitale investito finale utilizzato per il calcolo del capitale investito netto medio è rettificato dell'utile/perdita di magazzino rilevata nell'esercizio al netto del relativo effetto fiscale. Per i settori di attività il ROACE è calcolato come rapporto tra l'utile netto *adjusted* e il capitale investito netto medio di competenza di ciascun settore, rettificando il capitale investito netto finale dell'utile/perdita di magazzino al netto del relativo effetto fiscale per i settori dove il fenomeno è presente.

(milioni di euro)

Esercizio 2006	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	ENI
Utile netto <i>adjusted</i>	7.279	2.862	629	11.018
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	79
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	7.279	2.862	629	11.097
Capitale investito netto				
- ad inizio periodo	20.206	18.978	5.993	49.692
- a fine periodo	18.590	18.891	5.766	48.027
Capitale investito netto medio	19.398	18.935	5.880	48.860
ROACE <i>adjusted</i> (%)	37,5	15,1	10,7	22,7

(milioni di euro)

Esercizio 2005	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	ENI
Utile netto <i>adjusted</i>	6.186	2.552	945	9.710
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto del relativo effetto fiscale)	-	-	-	42
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	6.186	2.552	945	9.752
Capitale investito netto				
- ad inizio periodo	17.954	18.387	5.081	45.983
- a fine periodo	20.206	18.898	5.326	48.933
Capitale investito netto medio	19.080	18.643	5.204	47.458
ROACE <i>adjusted</i> (%)	32,4	13,7	18,2	20,5

Leverage e indebitamento finanziario netto

Il “*Leverage*” misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l’indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti. Il *management* Eni utilizza il *leverage* per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di *benchmark* con gli *standard* dell’industria. L’obiettivo del *management* nel medio termine è di mantenere una struttura finanziaria solida sintetizzata da un valore del *leverage* non superiore a 0,40.

(milioni di euro)

	31.12.2005	30.09.2006	31.12.2006	Var. ass. vs 31.12.2005	Var. ass. vs 30.09.2006
Debiti finanziari e obbligazionari	12.998	11.006	11.697	(1.301)	691
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.333)	(6.459)	(3.985)	(2.652)	2.474
Titoli non strumentali all’attività operativa	(931)	(418)	(552)	379	(134)
Crediti finanziari non strumentali all’attività operativa	(259)	(279)	(395)	(136)	(116)
Indebitamento finanziario netto	10.475	3.850	6.765	(3.710)	2.915
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	39.217	42.370	41.229	2.012	(1.141)
Leverage	0,27	0,09	0,16	(0,11)	(0,07)

L’indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2006 di €6.765 milioni è diminuito di €3.710 milioni rispetto al 31 dicembre 2005 per effetto essenzialmente del flusso di cassa generato dalla gestione (€17.003 milioni), nonché per l’impatto delle differenze di cambio da conversione.

I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a €11.697 milioni, di cui €4.326 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €890 milioni) e €7.371 milioni a lungo termine.

Il *leverage* – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti – passa dallo 0,27 al 31 dicembre 2005 allo 0,16 al 31 dicembre 2006

L’indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2006 è aumentato di €2.915 milioni rispetto al 30 settembre 2006 (€3.850 milioni) per effetto essenzialmente dei fabbisogni finanziari del quarto trimestre connessi agli investimenti tecnici e in partecipazioni di €2.963 milioni, al pagamento dell’acconto dividendo 2006 di €2.210 milioni e all’acquisto di 4,32 milioni azioni proprie al costo di €105 milioni, a fronte del flusso di cassa netto da attività di esercizio di €1.780 milioni.

■ ■ ■ Prospetto delle principali variazioni del patrimonio netto

(milioni di euro)

Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2005		39.217
Utile netto compresi gli interessi di terzi azionisti	9.823	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(4.610)	
Acquisto di azioni proprie Eni SpA	(1.241)	
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione dei dirigenti	85	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(222)	
Effetto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di società consolidate (Snam Rete Gas/Saipem)	(306)	
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(1.628)	
Altre variazioni	(111)	
Totale variazioni		2.012
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2006		41.229

Il patrimonio netto al 31 dicembre 2006 (€41.229 milioni) è aumentato di €2.012 milioni rispetto al 31 dicembre 2005 per effetto essenzialmente dell'utile netto del periodo prima degli interessi di terzi azionisti (€9.823 milioni) i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dal pagamento dei dividendi, dall'acquisto di azioni proprie e dall'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

■ Rendiconto finanziario riclassificato ⁽¹⁾

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

(milioni di euro)

IV trim. 2005	IV trim. 2006		Esercizio		
			2005	2006	Var. ass.
2.207	1.698	Utile prima degli interessi di terzi azionisti	9.247	9.823	576
		a rettifica:			
2.051	1.568	- ammortamenti e altri componenti non monetari	6.518	5.753	(765)
(30)	(4)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(220)	(59)	161
2.379	2.318	- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	8.471	10.439	1.968
		Flusso di cassa del risultato operativo			
6.607	5.580	prima della variazione del capitale di esercizio	24.016	25.956	1.940
(1.675)	(917)	Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(2.422)	(1.034)	1.328
(2.860)	(2.883)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(6.658)	(7.859)	(1.201)
2.072	1.780	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	14.936	17.003	2.067
(2.464)	(2.944)	Investimenti tecnici	(7.414)	(7.833)	(419)
(66)	(19)	Investimenti in partecipazioni e imprese consolidate	(127)	(95)	32
40	201	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	542	328	(214)
255	407	Altre variazioni relative all'attività di investimento	293	361	68
(163)	(575)	Free cash flow	8.230	9.764	1.534
(49)	(247)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(109)	216	325
2.499	837	Variazioni debiti finanziari a breve e lungo	(540)	(684)	(144)
(3.438)	(2.412)	Flusso di cassa del capitale proprio	(7.284)	(6.443)	841
(42)	(77)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	33	(201)	(234)
(1.193)	(2.474)	Flusso di cassa netto del periodo	330	2.652	2.322

IV trim. 2005	IV trim. 2006		Esercizio		
			2005	2006	Var. ass.
		Variazione indebitamento finanziario netto			
(163)	(575)	Free cash flow	8.230	9.764	1.534
(19)		Debiti e crediti finanziari società acquisite	(19)		19
		Debiti e crediti finanziari società disinvestite	21	1	(20)
(501)	72	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(980)	388	1.368
(3.438)	(2.412)	Flusso di cassa del capitale proprio	(7.284)	(6.443)	841
(4.121)	(2.915)	Variazione dell'indebitamento finanziario netto	(32)	3.710	3.742

(1) Per la riconduzione dello schema riclassificato allo schema obbligatorio si rimanda alla Relazione semestrale al 30 giugno 2006 al paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" alle pagine 46 e 47.

Il flusso di cassa generato dalla gestione (€17.003 milioni) e gli incassi da dismissione (€329 milioni, incluso l'indebitamento finanziario netto trasferito di €1 milione) hanno consentito di coprire i fabbisogni finanziari connessi: (i) agli investimenti tecnici e in partecipazioni (€7.928 milioni); (ii) al pagamento dei

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (€5.203 milioni) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo, realizzati prevalentemente all'estero, in particolare in Kazakhstan, Angola ed Egitto. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione di pozzi di sviluppo e completamento in Val d'Agri, nonché interventi di sidetrack e di infilling nelle aree mature. Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato per il 90% le attività all'estero, in particolare Angola, Egitto, Norvegia, Nigeria e Golfo del Messico. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato le aree della Sicilia offshore, della Pianura Padana e dell'Adriatico. Nell'anno sono stati completati 68 pozzi (36 in quota Eni) con un tasso di successo commerciale del 43% (49% in quota Eni), ulteriori 26 pozzi sono in progress a fine esercizio. Una parte importante dell'investimento esplorativo è stata destinata all'acquisizione di nuovi permessi in aree di presenza consolidata e in nuovi bacini per una superficie complessiva di 152.000 chilometri quadrati (99% in qualità di operatore).

Nel 2006 gli investimenti tecnici aumentano di €238 milioni rispetto al 2005 (+4,8%) per effetto essenzialmente della crescita della ricerca esplorativa essenzialmente in Egitto e Nigeria.

Gas & Power

(milioni di euro)

Quarto trimestre				Esercizio				
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
				Investimenti tecnici				
366	397	31	8,5	Italia	1.066	1.014	(52)	(4,9)
45	56	11	24,4	Estero	86	160	74	86,0
19	22	3	15,8	Mercato	40	63	23	57,5
0	0	0	...	Italia	2	0	(2)	(100,0)
19	22	3	15,8	Estero	38	63	25	65,8
80	54	(26)	(32,5)	Distribuzione	182	158	(24)	(13,2)
				Trasporto				
243	287	44	18,1	Italia	691	724	33	4,8
217	253	36	16,6	Estero	643	627	(16)	(2,5)
26	34	8	30,8	Estero	48	97	49	102,1
				Generazione elettrica				
69	90	21	30,4	Italia	239	229	(10)	(4,2)
411	453	42	10,2	Estero	1.152	1.174	22	1,9

Gli investimenti tecnici del settore Gas & Power (€1.174 milioni) hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (€627 milioni); (ii) il proseguimento del programma di costruzione delle centrali a ciclo combinato per la generazione di energia elettrica (€229 milioni), in particolare presso i siti di Ferrara e Brindisi; (iii) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione del gas naturale in Italia (€158 milioni).

Nel 2006 gli investimenti tecnici sono aumentati di €22 milioni rispetto al 2005 (1,9%) per effetto essenzialmente dei maggiori investimenti all'estero in parte assorbiti dalla riduzione in Italia.

Refining & Marketing

(milioni di euro)

Quarto trimestre				Esercizio				
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
				Investimenti tecnici				
283	241	(42)	(14,8)	Italia	585	547	(38)	(6,5)
34	31	(3)	(8,8)	Estero	71	98	27	38,0
				Raffinazione, Supply e Logistica	349	376	27	7,7
154	139	(15)	(9,7)	Italia	349	376	27	7,7
				Marketing	225	223	(2)	(0,9)
80	59	(21)	(26,3)	Italia	154	125	(29)	(18,8)
34	31	(3)	(8,8)	Estero	71	98	27	38,0
				Altre attività	82	46	(36)	(43,9)
49	43	(6)	(12,2)		82	46	(36)	(43,9)
317	272	(45)	(14,2)		656	645	(11)	(1,7)

Gli investimenti tecnici del settore Refining & Marketing (€645 milioni) hanno riguardato: (i) l'attività di raffinazione, *supply* e di logistica in Italia (€376 milioni), essenzialmente per il miglioramento della flessibilità del sistema e delle rese degli impianti, tra cui l'avvio della realizzazione di una nuova unità di *hydrocracking* e una di *deasphalting* presso la raffineria di Sannazzaro; (ii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (€125 milioni); (iii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi e l'acquisto di stazioni di servizio nel resto d'Europa (€98 milioni).

Gli investimenti del settore **Ingegneria e Costruzioni** (€591 milioni) hanno riguardato: (i) l'attività di conversione della nave cisterna Margaux in unità FPSO che opererà in Brasile sul campo di Golfinho¹; (ii) gli interventi di mantenimento e upgrading del parco mezzi; (iii) l'avvio delle attività di fabbricazione e di installazione delle *facility* per la fase *offshore* del progetto Kashagan in Kazakhstan.

Gli investimenti del settore **Petrolchimica** (€99 milioni) hanno riguardato principalmente interventi di mantenimento di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di legge in tema di salute e sicurezza.

¹ *Floating Production Storage Offloading*: sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo degli idrocarburi.

■ Evoluzione prevedibile della gestione

Eni rappresenterà le strategie e gli obiettivi del piano quadriennale 2007-2010 oggi alle ore 15:00.

Le previsioni sull'andamento nel 2007 sono positive; in particolare le produzioni e le vendite dei principali settori di attività Eni avranno il seguente andamento:

- **produzione giornaliera di idrocarburi:** sullo stesso livello del 2006 (1,77 milioni di boe/giorno nel 2006), per effetto del declino produttivo dei giacimenti maturi in Italia e Mare del Nord compensato dall'aumento in Libia per il *build-up* del Western Lybia Gas Project;
- **volumi venduti di gas naturale in Europa:** in aumento rispetto al 2006 (97,52 miliardi di metri cubi nel 2006) per effetto dell'incremento atteso nei mercati *target* del resto d'Europa, in particolare, Penisola Iberica, Germania, Austria e Francia;
- **produzione venduta di energia elettrica:** in aumento rispetto al 2006 (24,82 terawattora nel 2006) per effetto dell'entrata a regime dei gruppi di potenza della centrale di Brindisi e dello *start-up* atteso della centrale di Ferrara;
- **lavorazioni in conto proprio:** in lieve flessione rispetto al 2006 (38,04 milioni di tonnellate nel 2006) per effetto essenzialmente della cessazione del contratto di lavorazione sulla raffineria di terzi di Priolo, il cui impatto sarà compensato dalle maggiori lavorazioni programmate sulle raffinerie di Gela, di Livorno e di Sannazzaro;
- **vendite di prodotti petroliferi rete:** in leggero aumento rispetto al 2006 (12,48 milioni di tonnellate nel 2006) sia in Italia, in relazione alle azioni commerciali programmate, sia nel resto d'Europa in relazione all'acquisto di stazioni di servizio nei mercati *target*.

Nel 2007 sono previsti investimenti tecnici in crescita rispetto al 2006 (€7,83 miliardi nel 2006). I principali aumenti sono attesi nello sviluppo delle riserve di idrocarburi, nell'*upgrading* delle strutture di raffinazione e della rete di distribuzione di prodotti petroliferi, nonché nel potenziamento delle infrastrutture di importazione e di trasporto del gas naturale.

Andamento dei principali settori di attività

■ Exploration & Production

(milioni di euro)

Quarto trimestre				Esercizio			
2005	2006	Var. ass.	Var. %	2005	2006	Var. ass.	Var. %
Risultati							
6.419	6.152	(267)	(4,2)	22.531	27.173	4.642	20,6
3.561	3.141	(420)	(11,8)	12.592	15.580	2.988	23,7
Esclusione utile di magazzino							
20	54	34		311	183	(128)	
(43)	51	94		247	231	(16)	
	(7)	(7)			(61)	(61)	
6	10	4		7	13	6	
57	0	(57)		57		(57)	
3.581	3.195	(386)	(10,8)	12.903	15.763	2.860	22,2
(21)	(22)	(1)		(80)	(59)	21	
(10)	(18)	(8)		10	85	75	
(1.978)	(1.851)	127		(6.647)	(8.510)	(1.863)	
56	59	3,0		51,8	53,9	2,1	
1.572	1.304	(268)	(17,0)	6.186	7.279	1.093	17,7
I risultati includono:							
1.265,00	1.414,00	149	11,8	4.101	4.776	675	16,5
274,00	419,00	145	52,9	618	1.075	457	73,9
Prezzi medi di realizzo							
52,26	54,85	2,59	5,0	49,09	60,09	11,00	22,4
171,27	190,39	19,12	11,2	158,94	187,25	28,31	17,8
43,53	45,53	2,00	4,6	41,06	48,87	7,81	19,0
Prezzi medi dei principali marker di mercato							
56,90	59,68	2,78	4,9	54,38	65,14	10,76	19,8
47,86	46,26	(1,60)	(3,3)	43,71	51,86	8,15	18,6
59,99	59,94	(0,05)	(0,1)	56,44	66,00	9,56	16,9
432,96	235,20	(197,76)	(45,7)	311,48	238,02	(73,46)	(23,6)

(1) Include i condensati

(2) Escludono gli *special item*

■ Risultati

Quarto trimestre

L'utile operativo *adjusted* del quarto trimestre di €3.195 milioni diminuisce di €386 milioni rispetto al quarto trimestre 2005 (-10,8%) per effetto essenzialmente: (i) dell'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (circa -€331 milioni); (ii) dei maggiori costi di ricerca esplorativa (€145 milioni; 159 a cambi costanti). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +5,0%; gas naturale +11,2%).

L'utile netto *adjusted* di €1.304 milioni diminuisce di €268 milioni rispetto al quarto trimestre 2005 (-17%) per effetto, oltre che della flessione dell'utile operativo, della crescita del *tax rate adjusted* (dal 55,7% al 58,7%) determinata in particolare dall'impatto dell'introduzione da parte del Governo Algerino della *windfall tax* con efficacia dal 1° agosto 2006.

Gli *special item* del quarto trimestre (€54 milioni) riguardano essenzialmente svalutazioni di attività minerarie.

Gli altri *special item* del trimestre riguardano in particolare l'adeguamento del fondo imposte differite a fronte della *windfall tax* introdotta dallo Stato Algerino (€179 milioni).

Esercizio

L'utile operativo *adjusted* del 2006 di €15.763 milioni è aumentato di €2.860 milioni (+22,2%) per effetto essenzialmente: (i) dell'incremento dei prezzi di realizzo in dollari (petroli +22,4%; gas naturale +17,8%); (ii) della crescita della produzione venduta di idrocarburi (+10,2 milioni di boe, pari all'1,7%). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'incremento dei costi di produzione e degli ammortamenti connessi in particolare al costo più elevato degli investimenti di sviluppo dei nuovi giacimenti e di mantenimento del livello produttivo dei giacimenti maturi, nonché a fenomeni inflativi; (ii) dai maggiori costi di ricerca esplorativa; (iii) dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (circa -€155 milioni).

L'aumento registrato dall'utile netto *adjusted* del 2006 di €1.093 milioni (+17,7%) è riferito essenzialmente alla migliore *performance* operativa, parzialmente compensata dall'aumento del *tax rate adjusted* (dal 51,8% al 53,9%).

Gli *special item* esclusi dell'utile operativo del 2006, rappresentati da oneri netti di €183 milioni, si riferiscono a svalutazioni di attività minerarie in parte assorbite da plusvalenze conseguite nella vendita di *asset* minerari. Gli altri *special item* esclusi dall'utile netto *adjusted* riguardano l'adeguamento del fondo imposte differite, oltre che per la modifica della fiscalità algerina, anche per l'incremento della fiscalità deciso dal Governo del Regno Unito per *supplemental tax rate* e per la definizione di un contenzioso fiscale in Venezuela (complessivamente €342 milioni).

Produzioni

Quarto trimestre				Esercizio				
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
				Produzione giornaliera di idrocarburi ⁽¹⁾				
1.806	1.796	(10)	(0,6)	(migliaia di boe)	1.737	1.770	33	1,9
254	232	(22)	(8,7)	Italia	261	238	(23)	(8,8)
522	571	49	9,4	Africa Settentrionale	480	555	75	15,6
372	372	0	0,0	Africa Occidentale	343	372	29	8,5
291	291	0	0,0	Mare del Nord	283	282	(1)	(0,4)
367	330	(37)	(10,1)	Resto del mondo	370	323	(47)	(12,7)
161,0	159,2	(2,2)	(1,1)	Produzione venduta ⁽¹⁾ (milioni di boe)	614,9	625,1	10,2	1,7

Quarto trimestre				Esercizio				
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
				Produzione giornaliera di petrolio e condensati ⁽¹⁾ (migliaia di barili)				
1.132	1.079	(53)	(4,7)		1.111	1.079	(32)	(2,9)
85	80	(5)	(5,9)	Italia	86	79	(7)	(8,1)
315	334	19	6,0	Africa Settentrionale	308	329	21	6,8
334	315	(19)	(5,7)	Africa Occidentale	310	322	12	3,9
176	181	5	2,8	Mare del Nord	179	178	(1)	(0,6)
222	169	(53)	(23,9)	Resto del mondo	228	171	(57)	(25,0)

Quarto trimestre				Esercizio				
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
110	117	7	6,4	Produzione giornaliera di gas naturale ⁽¹⁾ (milioni di metri cubi)	102	112	10	9,8
27	25	(2)	(7,4)	Italia	29	26	(3)	(10,3)
34	39	5	14,7	Africa Settentrionale	28	37	9	32,1
6	9	3	50,0	Africa Occidentale	5	8	3	60,0
19	18	(1)	(5,3)	Mare del Nord	17	17	0	0,0
24	26	2	8,3	Resto del mondo	23	24	1	4,3

(1) Include la quota Eni della produzione di joint venture valutata con il metodo del patrimonio netto.

Quarto trimestre

Nel quarto trimestre 2006 la produzione giornaliera di idrocarburi di 1.796 mila barili di petrolio equivalente (boe) risulta sostanzialmente in linea con il quarto trimestre 2005 (-0,6%), nonostante l'impatto della risoluzione unilaterale da parte della compagnia petrolifera di Stato Petroleos de Venezuela SA (PDVSA) del contratto relativo alle attività minerarie di Dación con effetto del 1° aprile 2006 (-61 mila boe/giorno). La crescita della produzione è dovuta essenzialmente all'entrata a regime di importanti progetti a gas (Libia, Nigeria, Australia e Croazia) e all'incremento della produzione di petrolio in Libia, Stati Uniti e Kazakistan, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dal declino produttivo di giacimenti maturi e dagli impatti delle fermate di impianti in Nigeria per effetto delle tensioni locali.

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (1.079 mila barili) aumenta essenzialmente in: (i) Libia per effetto dell'entrata a regime dei giacimenti Bahr Essalam (Eni 50%) ed el Feel (Eni 23,3%); (ii) Stati Uniti, per effetto del quasi completo riavvio degli impianti danneggiati a causa degli uragani verificatesi nel terzo e nel quarto trimestre 2005, (iii) Kazakistan, per la migliore performance degli impianti; e (iv) Norvegia, per l'entrata a regime del giacimento Kristin (Eni 8,25%). Le principali diminuzioni hanno riguardato il Venezuela e la Nigeria.

La produzione giornaliera di gas naturale (117 milioni di metri cubi) è aumentata essenzialmente in Libia (entrata a regime di Bahr Essalam), Nigeria (entrata a regime dei treni 4 e 5 dell'impianto GNL di Bonny), Australia (entrata a regime fase gas di Bayu Undan), Croazia (entrata a regime dei giacimenti Ika, Ida e Ivana C-K, Eni 50%). Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione registrata in particolare in Italia e Regno Unito a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi.

Esercizio

Nel 2006 la produzione giornaliera di idrocarburi di 1.770 mila boe è aumentata di 33 mila boe rispetto al 2005, pari all'1,9%, nonostante gli impatti della risoluzione unilaterale da parte della compagnia petrolifera di Stato Petroleos de Venezuela SA (PDVSA) del contratto relativo alle attività minerarie di Dación con effetto dal 1° aprile 2006 (-46 mila boe/giorno) e della minore attribuzione di produzione (-21 mila boe/giorno) nei Production Sharing Agreement (PSA)² e nei contratti di buy-back dovuta all'aumento del prezzo del barile. In particolare la crescita per linee interne è dovuta essenzialmente all'avvio/entrata a regime di importanti progetti a gas (Libia, Egitto, Nigeria, Australia e Croazia) e all'incremento della produzione di petrolio in Angola e in Libia, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dal declino di giacimenti maturi e dagli impatti delle fermate di impianti in Nigeria per effetto delle tensioni locali. La quota di produzione estera sul totale raggiunge l'87% (85% nel 2005).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (1.079 mila barili) aumenta in particolare in: (i) Angola, per effetto dell'entrata a regime dei giacimenti Kissanje e Dikanza, nell'ambito della fase B del progetto di sviluppo Kizomba nel Blocco 15 (Eni 20%), e North Sanha/Bomboco nel Blocco 0 (Eni 9,8%), nonché dell'avvio dei giacimenti del progetto integrato Benguela/Belize/Lobito/Tomboco nel Blocco 14 (Eni 20%); (ii) Libia, per effetto dell'entrata a regime del giacimento offshore Bahr Essalam nell'ambito del Western Libyan Gas Project (Eni 50%) e del giacimento el Feel (Eni 23,3%). Le diminuzioni hanno

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

riguardato il Venezuela, la Nigeria, dove i fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'entrata a regime del giacimento Bonga nel permesso OML 118 (Eni 12,5%), e l'Italia, a seguito dei problemi tecnici verificatisi all'FPSO del giacimento Aquila e dei declini produttivi.

La produzione giornaliera di gas naturale (112 milioni di metri cubi) è aumentata in: (i) Libia, per effetto dell'entrata a regime del giacimento Bahr Essalam (Eni 50%); (ii) Egitto, per effetto dell'entrata a regime /avvio del giacimento Barboni, del giacimento Anshuga e dell'aumento del numero dei pozzi produttivi di el Temsah nell'offshore del Delta del Nilo, nonché della crescita delle forniture all'impianto di liquefazione di Damietta (Eni 40%); (iii) Nigeria, per effetto della crescita delle forniture all'impianto di liquefazione di Bonny (Eni 10,4%) in relazione all'avvio dei treni di trattamento 4 e 5; (iv) Australia, a seguito dell'avvio delle forniture all'impianto di liquefazione di Darwin collegato al giacimento a liquidi e gas Bayu Undan (Eni 12,04%); (v) Croazia, a seguito dell'avvio dei giacimenti Ika, Ida e Ivana C-K (Eni 50%) nell'offshore adriatico. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione registrata in Italia a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 625,1 milioni di boe. La differenza rispetto alla produzione di 20,8 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (18,4 milioni di boe).

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006 sono 6.436 milioni di boe (petrolio e condensati 3.481 milioni di barili; gas naturale 2.955 milioni di boe) con una riduzione di 401 milioni di boe rispetto al 2005 (-6%).

L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)

Riserve certe al 31 dicembre 2005		6.837
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero assistito	417	
Produzione	(646)	(229)
		6.608
Operazioni di portafoglio		(2)
Risoluzione da parte di PDVSA del contratto relativo alle attività minerarie del campo di Daci6n		(170)
Riserve certe al 31 dicembre 2006		6.436

Nel 2006 le promozioni a riserve certe sono state di 417 milioni di boe riferite a: (i) nuove scoperte ed estensioni (161 milioni di boe), in particolare in Kazakhstan, Algeria, Libia ed Egitto; (ii) miglioramenti di recupero assistito (105 milioni di boe) in particolare in Algeria, Angola, Egitto e Nigeria e (iii) revisioni di precedenti stime (151 milioni di boe) in Kazakhstan, Libia ed Egitto.

La risoluzione unilaterale da parte della compagnia petrolifera di Stato del Venezuela PDVSA del contratto di servizio relativo alle attività minerarie dell'area di Daci6n ha determinato la riduzione delle riserve certe di 170 milioni di barili.

Nel 2006 il tasso di rimpiazzo³ organico delle riserve certe è stato del 65% (38% all sources, includendo cioè anche l'impatto della perdita delle riserve certe di Daci6n e le altre operazioni di portafoglio). La vita utile residua delle riserve è di 10 anni (10,8 al 31 dicembre 2005).

Considerando l'impatto degli elevati prezzi del petrolio sull'attribuzione delle riserve certe nei PSA e nei contratti di buy-back determinata sulla base del prezzo di chiusura dell'esercizio di 58,925 dollari/barile per il marker Brent, l'adozione di un prezzo normalizzato di 40 dollari/barile avrebbe comportato un tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe del 106% in media triennale.

Le riserve certe sviluppate al 31 dicembre 2006 sono 4.059 milioni di boe (petrolio e condensati 2.144 milioni di barili; gas naturale 1.915 milioni di boe) e rappresentano il 63% delle riserve certe (63% al 31 dicembre 2005).

³ Il tasso di rimpiazzo delle riserve certe è il rapporto tra le promozioni a riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno sono state aggiunte più riserve di quante ne siano state prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve è utilizzato dal management per valutare la capacità dell'impresa di sostenere gli attuali livelli produttivi attraverso il rimpiazzo della produzione dell'anno con nuove riserve certe iscritte in base ai criteri previsti dalla Regulation S-X Rule 4-10 della Security and Exchange Commission (SEC). Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

Gas & Power

(milioni di euro)

Quarto trimestre				Esercizio			
2005	2006	Var. ass.	Var. %	2005	2006	Var. ass.	Var. %
Risultati							
7.419	8.170	751	10,1	Ricavi	22.969	28.368	5.399 23,5
641	1.303	662	103,3	Utile operativo	3.321	3.802	481 14,5
(32)	(41)	(9)		Esclusione (utile) perdita di magazzino	(127)	(67)	60
281	7	(274)		Esclusione <i>special item</i>	337	147	(190)
<i>di cui:</i>							
290	(2)	(292)		- oneri (proventi) non ricorrenti	290	22	(268)
(9)	9			- altri <i>special item</i> :	47	125	78
1		(1)		<i>svalutazioni</i>	1	51	50
3	2	(1)		<i>oneri ambientali</i>	31	44	13
3	15	12		<i>oneri per esodi agevolati</i>	8	37	29
(16)	(8)	8		<i>altro</i>	7	(7)	
890	1.269	379	42,6	Utile operativo adjusted	3.531	3.882	351 9,9
890	1.269	379	42,6	Utile operativo adjusted per attività	3.531	3.882	351 9,9
516	832	316	61,2	<i>Mercato e distribuzione</i>	1.777	2.062	285 16,0
254	286	32	12,6	<i>Trasporto Italia</i>	1.162	1.087	(75) (6,5)
109	144	35	32,1	<i>Trasporto estero</i>	448	579	131 29,2
11	7	(4)	(36,4)	<i>Generazione elettrica</i>	144	154	10 6,9
13	(1)	(14)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	37	16	(21)
76	97	21		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	370	489	119
(339)	(492)	(153)		Imposte sul reddito ^(a)	(1.386)	(1.525)	(139)
34,6	36,0	1,4		<i>Tax rate adjusted (%)</i>	35,2	34,8	(0,4)
640	873	233	36,4	Utile netto adjusted	2.552	2.862	310 12,1

(a) Escludono gli *special item*.

Risultati

Quarto trimestre

L'utile operativo *adjusted* del quarto trimestre di €1.269 milioni è aumentato di €379 milioni rispetto al quarto trimestre 2005 (+42,6%) per effetto essenzialmente: (i) del parziale utilizzo del fondo stanziato nel bilancio 2005 a fronte della stima effettuata allora dell'impatto del regime tariffario⁴; (ii) dell'incremento dei margini di vendita del gas naturale in relazione all'andamento del cambio euro vs. dollaro e dei parametri energetici.

Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dei volumi venduti di gas naturale delle società consolidate (-0,5 miliardi di metri cubi, pari al 2%) e dei volumi distribuiti a causa dell'effetto climatico.

L'utile netto *adjusted* del quarto trimestre di 873 milioni è aumentato di 233 milioni rispetto al quarto trimestre 2005 (+36,4%) per effetto, oltre che dell'incremento dell'utile operativo *adjusted*, dei maggiori utili delle società partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto, in particolare Unión Fenosa Gas.

⁴ La determinazione dell'impatto del regime regolatorio è stata effettuata sulla base del meccanismo di indicizzazione introdotto dalla delibera n.248/2004, seppure annullata per vizi formali, e dalle relative delibere attuative.

Esercizio

L'utile operativo *adjusted* dell'anno di €3.882 milioni è aumentato di €351 milioni rispetto al 2005 (9,9%) per effetto essenzialmente: (i) dei maggiori margini di vendita del gas naturale per effetto essenzialmente dell'andamento favorevole dei parametri energetici; (ii) del minore impatto della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas; (iii) della crescita dei volumi venduti di gas naturale (+3,14 miliardi di metri cubi, pari al 3,8%), dei volumi del trasporto estero per l'entrata a regime del gasdotto libico GreenStream e della produzione venduta di energia elettrica (+2,05 terawattora, pari al 9%). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla minore *performance* operativa del trasporto Italia, in relazione all'impatto del regime tariffario della delibera n.166/2005 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, dalla flessione dei volumi distribuiti, nonché dai maggiori costi di approvvigionamento dell'emergenza climatica del primo trimestre 2006.

L'utile netto *adjusted* dell'anno di €2.862 milioni è aumentato di €310 milioni rispetto al 2005 (+12,1%), beneficiando altresì del miglioramento gestionale delle partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto.

Gli *special item* dell'anno esclusi dall'utile operativo *adjusted* di €147 milioni comprendono svalutazioni di attività immateriali, accantonamenti ambientali e oneri per incentivazione all'esodo nonché oneri non ricorrenti relativi a sanzioni comminate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Gli altri *special item* hanno riguardato essenzialmente la quota di competenza Eni della plusvalenza rilevata dalla Galp Energia SGPS SA sulla cessione degli *asset* gas regolati a Rede elettrica National (rilevata nel terzo trimestre).

Vendite

Quarto trimestre				Esercizio				
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
Vendite di gas naturale (miliardi di metri cubi)								
15,67	14,25	(1,42)	(9,1)	Italia a terzi *	52,47	51,10	(1,37)	(2,6)
4,00	3,61	(0,39)	(9,8)	Grossisti (aziende di vendita)	12,05	11,70	(0,35)	(2,9)
0,56	0,56			Gas release	1,95	2,00	0,05	2,6
11,11	10,08	(1,03)	(9,3)	Clienti finali	38,47	37,40	(1,07)	(2,8)
3,73	3,50	(0,23)	(6,2)	Industriali	13,07	13,33	0,26	2,0
4,70	4,30	(0,40)	(8,5)	Termoelettrici	17,60	16,67	(0,93)	(5,3)
2,68	2,28	(0,40)	(14,9)	Residenziali	7,80	7,40	(0,40)	(5,1)
1,47	1,55	0,08	5,4	Autoconsumi *	5,54	6,13	0,59	10,6
7,04	7,98	0,94	13,4	Resto d'Europa*	23,44	27,77	4,33	18,5
0,22	0,12	(0,10)	(45,5)	Extra Europa	1,17	0,76	(0,41)	(35,0)
24,40	23,90	(0,50)	(2,0)	Vendite a terzi e autoconsumi delle società consolidate	82,62	85,76	3,14	3,8
2,05	1,97	(0,08)	(3,9)	Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)	7,08	7,65	0,57	8,1
0,03	0,01	(0,02)	(66,7)	Italia *	0,07	0,02	(0,05)	(71,4)
1,93	1,83	(0,10)	(5,2)	Resto d'Europa *	6,47	6,88	0,41	6,3
0,09	0,13	0,04	44,4	Extra Europa	0,54	0,75	0,21	38,9
26,45	25,87	(0,58)	(2,2)	Totale vendite e autoconsumi gas naturale	89,70	93,41	3,71	4,1
27,52	27,11	(0,41)	(1,5)	Vendite di gas naturale in Europa	93,81	97,52	3,71	4,0
26,14	25,62	(0,52)	(2,0)	G&P in Europa*	87,99	91,90	3,91	4,4
1,38	1,49	0,11	8,0	Upstream in Europa	5,82	5,62	(0,20)	(3,4)
22,05	22,45	0,40	1,8	Trasporto di gas naturale Italia (miliardi di metri cubi)	85,10	87,99	2,89	3,4
14,75	14,97	0,22	1,5	Per conto Eni	54,88	57,09	2,21	4,0
7,30	7,48	0,18	2,5	Per conto terzi	30,22	30,90	0,68	2,3
6,07	6,07			Produzione venduta di energia elettrica (terawattora)	22,77	24,82	2,05	9,0

* I segmenti di mercato corredate dall'asterisco confluiscono nella voce "G&P in Europa"

Quarto trimestre

Nel quarto trimestre 2006, le vendite di gas naturale (25,87 miliardi di metri cubi inclusi gli autoconsumi e le vendite delle società collegate) sono diminuite di 0,58 miliardi di metri cubi rispetto al quarto trimestre 2005, pari al 2,2%, in particolare a causa delle minori vendite in Italia a terzi delle società consolidate (-1,42 miliardi di metri cubi, pari al 9,1%) solo in parte compensata dalla crescita registrata nei mercati del resto d'Europa (+0,84 miliardi di metri cubi, pari al 9,4%) e dai maggiori autoconsumi (+0,08 miliardi di metri cubi, pari al 5,4%).

La riduzione delle vendite in Italia riflette le minori forniture per effetto del clima particolarmente mite ed ha riguardato tutti i segmenti di clientela: termoelettrici (-0,4 miliardi di metri cubi), residenziali (-0,40 miliardi di metri cubi), grossisti (-0,39 miliardi di metri cubi) e industriali (-0,23 miliardi di metri cubi).

Le vendite nel resto d'Europa delle società consolidate (7,98 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,94 miliardi di metri cubi, pari al 13,4%, in particolare per effetto degli incrementi registrati: (i) nelle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a importatori in Italia (+0,48 miliardi di metri cubi), principalmente per l'entrata a regime delle forniture di gas prodotto dai giacimenti libici; (ii) nell'attività di commercializzazione in Germania e Austria (+0,42 miliardi di metri cubi); (iii) nelle forniture al mercato turco (+0,32 miliardi di metri cubi). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle minori vendite in Ungheria (-0,23 miliardi di metri cubi).

Le vendite di gas naturale delle società collegate nel resto d'Europa (in quota Eni e al netto delle forniture Eni) sono state di 1,83 miliardi di metri cubi con una flessione di 100 milioni di metri cubi, riferita principalmente a GVS, e hanno riguardato in particolare: (i) la GVS (Eni 50%) con 0,79 miliardi di metri cubi; (ii) la Unión Fenosa Gas (Eni 50%) con 0,63 miliardi di metri cubi.

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (22,45 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,40 miliardi di metri cubi rispetto al quarto trimestre del 2005, pari all'1,8%, per i maggiori volumi di gas trasportati per conto Eni (+0,22 miliardi di metri cubi) e per conto terzi (+0,18 miliardi di metri cubi).

La produzione venduta di energia elettrica (6,07 terawattora) è in linea con lo stesso periodo del 2005.

Esercizio

Nel 2006 le vendite di gas naturale (93,41 miliardi di metri cubi inclusi gli autoconsumi e le vendite delle società collegate) sono aumentate di 3,71 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari al 4,1%, per effetto essenzialmente della crescita registrata nei mercati del resto d'Europa (+4,74 miliardi di metri cubi, pari al 15,8%) e negli autoconsumi di gas per la produzione di energia elettrica nelle centrali EniPower (+0,59 miliardi di metri cubi, pari al 10,6%) solo in parte assorbita dai minori volumi venduti in Italia a terzi delle società consolidate (-1,37 miliardi di metri cubi, pari al 2,6%).

In un contesto di mercato sempre più competitivo, le vendite di gas naturale in Italia a terzi delle società consolidate (51,1 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 1,37 miliardi di metri cubi rispetto al 2005 a causa delle minori forniture, per effetto del clima particolarmente mite, ai settori termoelettrico (-0,93 miliardi di metri cubi), residenziale (-0,4 miliardi di metri cubi) e grossisti (-0,35 miliardi di metri cubi) solo in parte compensata dall'incremento registrati nelle vendite ai settori industriale (+0,26 miliardi di metri cubi). Le vendite Gas release⁵ (2 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,05 miliardi di metri cubi.

Gli autoconsumi (6,13 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,59 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari al 10,6%, per effetto essenzialmente delle maggiori forniture a EniPower in relazione all'entrata in esercizio di nuova capacità produttiva.

⁵ Nel giugno 2004 è stata concordata con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato la cessione da parte dell'Eni, al punto di entrata di Tarvisio della rete nazionale di gasdotti, di un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas naturale (2,3 miliardi di metri cubi l'anno) nei quattro anni termici del periodo 1° ottobre 2004-30 settembre 2008.

Le vendite nel resto d'Europa delle società consolidate (27,77 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 4,33 miliardi di metri cubi, pari al 18,5%, per effetto degli incrementi registrati: (i) nelle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a importatori in Italia (+2,41 miliardi di metri cubi), principalmente per l'entrata a regime delle forniture di gas prodotto dai giacimenti libici; (ii) nelle forniture al mercato turco (+1,22 miliardi di metri cubi); (iii) in Germania e Austria (+0,84 miliardi di metri cubi), in particolare nelle vendite a Ecomgas, a Gaz de France e ad altri clienti industriali; (iv) in Francia, nelle forniture a clienti industriali (+0,42 miliardi di metri cubi). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle minori vendite in Ungheria (-0,29 miliardi di metri cubi) e nel Nord Europa (-0,1 miliardi di metri cubi).

Le vendite di gas naturale delle società collegate nel resto d'Europa (in quota Eni e al netto delle forniture Eni) sono state di 6,88 miliardi di metri cubi con un aumento di 0,41 miliardi di metri cubi, riferito principalmente a Unión Fenosa Gas, e hanno riguardato in particolare: (i) la GVS (Eni 50%) con 2,94 miliardi di metri cubi; (ii) la Unión Fenosa Gas (Eni 50%) con 2,17 miliardi di metri cubi.

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (87,99 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 2,89 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari al 3,4%, per i maggiori volumi di gas trasportati per conto Eni (+2,21 miliardi di metri cubi) e per conto terzi (+0,68 miliardi di metri cubi).

La produzione venduta di energia elettrica (24,82 terawattora) è aumentata di +2,05 terawattora, pari al 9%, per l'entrata in esercizio del terzo gruppo di potenza della centrale di Brindisi (+3,05 terawattora), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dall'impatto della fermata della centrale di Ravenna (-0,85 terawattora).

■ Refining & Marketing

(milioni di euro)

Quarto trimestre				Esercizio				
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
Risultati								
9.555	8.579	(976)	(10,2)	Ricavi	33.732	38.210	4.478	13,3
329	(386)	(715)	...	Utile operativo	1.857	319	(1.538)	(82,8)
(177)	386	563		Esclusione utile di magazzino	(1.064)	215	1.279	
227	148	(79)		Esclusione <i>special item</i> :	421	256	(165)	
	109	109		di cui: oneri (proventi) non ricorrenti		109	109	
227	39	(188)		Altri <i>special item</i>	421	147	(274)	
5	13	8		- svalutazioni	5	14	9	
157	27	(130)		- oneri ambientali	337	111	(226)	
13	30	17		- oneri per esodi agevolati	22	47	25	
8	(4)	(12)		- accantonamenti a fondo rischi	39	(8)	(47)	
44	(35)	(79)		- altro	18	(33)	(51)	
379	148	(231)	(60,9)	Utile operativo adjusted	1214	790	(424)	(34,9)
29	31	2		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	231	184	(47)	
(187)	(64)	123		Imposte sul reddito ^(a)	(500)	(345)	155	
45,8	35,8	(10,0)		tax rate adjusted (%)	34,6	35,4	0,8	
221	115	(106)	(48)	Utile netto adjusted	945	629	(316)	(33,4)
Margine di raffinazione								
5,05	2,18	(2,87)	(56,8)	Brent dated (\$/bbl)	5,78	3,79	(1,99)	(34,4)
4,25	1,69	(2,56)	(60,2)	Brent dated (€/bbl)	4,65	3,02	(1,63)	(35,1)
7,73	4,87	(2,86)	(37,0)	Ural (\$/bbl)	8,33	6,50	(1,83)	(22,0)

(a) Escludono gli *special item*

■ Risultati

Quarto trimestre

L'utile operativo *adjusted* del quarto trimestre di €148 milioni è diminuito di €231 milioni rispetto al quarto trimestre 2005 (-60,9%) per effetto essenzialmente: (i) della flessione del risultato dell'attività di raffinazione dovuta all'andamento negativo dello scenario (-2,87 dollari / barile il margine di raffinazione sul Brent, pari al 56,8%) e del cambio, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal beneficio derivante dalla maggiore redditività del *pool* di greggi lavorati; (ii) della flessione del risultato dell'attività commerciale in Italia dovuta in particolare dell'effetto del clima mite che ha penalizzato la domanda dei prodotti a uso riscaldamento.

L'utile netto *adjusted* del quarto trimestre di €115 milioni è diminuito di €106 milioni rispetto al quarto trimestre 2005 (-48%) per effetto essenzialmente della riduzione dell'utile operativo.

Gli *special item* del quarto trimestre di €148 milioni riguardano essenzialmente oneri non ricorrenti relativi a una sanzione comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato, nonché oneri ambientali per incentivazione all'esodo.

Esercizio

L'utile operativo *adjusted* dell'anno di €790 milioni è diminuito di €424 milioni rispetto al 2005 (-34,9%) a causa essenzialmente: (i) della riduzione del risultato dell'attività di raffinazione per effetto dell'andamento dello scenario e del cambio, nonché dell'impatto delle fermate per maggiore attività di manutenzione programmata parzialmente compensati dalla maggiore redditività del *pool* di greggi lavorati; (ii)

della flessione del risultato dell'attività commerciale in Italia connessa essenzialmente ai minori volumi venduti a causa del clima mite del quarto trimestre e alla dismissione della Italiana Petroli perfezionata nel settembre 2005.

Tali fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'incremento del risultato dell'attività commerciale nel resto d'Europa dovuta alla crescita dei margini dei volumi venduti.

L'utile netto *adjusted* di €629 milioni è diminuito di €316 milioni rispetto al 2005 (-33,4%) per effetto essenzialmente della riduzione dell'utile operativo.

Gli *special item* dell'anno di €256 milioni riguardano essenzialmente oneri non ricorrenti relativi a una sanzione comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato, nonché oneri ambientali e oneri per incentivazione all'esodo.

Lavorazioni e vendite

(milioni di tonnellate)

Quarto trimestre				Esercizio				
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
10,25	10,25	Lavorazioni in conto proprio	38,79	38,04	(0,75)	(1,9)
9,01	9,05	0,04	0,4	Lavorazioni in conto proprio in Italia	34,22	33,35	(0,87)	(2,5)
1,24	1,20	(0,04)	(3,2)	Lavorazioni in conto proprio nel resto d'Europa	4,57	4,69	0,12	2,6
13,66	13,18	(0,48)	(3,5)	Vendite	51,63	51,13	(0,50)	(1,0)
2,20	2,16	(0,04)	(1,8)	Rete Italia a marchio Agip	8,75	8,66	(0,09)	(1,0)
				Rete Italia a marchio IP	1,30		(1,30)	...
0,91	0,97	0,06	6,6	Rete resto d'Europa	3,67	3,82	0,15	4,1
2,83	2,58	(0,25)	(8,8)	Extrarete Italia	10,48	10,06	(0,42)	(4,0)
1,09	1,06	(0,03)	(2,8)	Extrarete resto d'Europa	4,10	4,19	0,09	2,2
0,11	0,10	(0,01)	(9,1)	Extrarete altro estero	0,40	0,41	0,01	2,5
6,52	6,31	(0,21)	(3,2)	Altre vendite	22,93	23,99	1,06	4,6
				Vendite per area geografica				
7,87	7,59	(0,28)	(3,6)	Italia	30,29	29,90	(0,39)	(1,3)
2,00	2,03	0,03	1,5	Resto d'Europa	7,77	8,01	0,24	3,1
3,79	3,56	(0,23)	(6,1)	Altro estero	13,57	13,22	(0,35)	(2,6)
10,25	10,25			Lavorazioni in conto proprio in Italia+estero	38,79	38,04	(0,75)	(1,9)

Quarto trimestre

Nel quarto trimestre 2006 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio (10,25 milioni di tonnellate) sono in linea con il quarto trimestre 2005 per effetto essenzialmente delle maggiori lavorazioni su Venezia, Livorno e Taranto, assorbite dalle minori quantità lavorate sulle raffinerie di Gela, a causa della minore *performance*, e di Sannazzaro, nonché sulle raffinerie di terzi di Priolo, in relazione all'incidente verificatosi a fine aprile 2006, e nella Repubblica Ceca.

Le vendite di prodotti petroliferi (13,18 milioni di tonnellate) sono diminuite di 480 mila tonnellate rispetto al quarto trimestre 2005, pari al 3,5%, per effetto essenzialmente delle minori vendite sui mercati extrarete e rete in Italia (-0,29 milioni di tonnellate), solo in parte compensate dalla crescita sul mercato rete del resto d'Europa (60 mila tonnellate, pari al 6,6%).

Le vendite extrarete in Italia (2,58 milioni di tonnellate) sono diminuite di 250 mila tonnellate; la riduzione è dovuta all'effetto climatico che ha penalizzato le vendite di prodotti a uso riscaldamento (gasolio, GPL e olio combustibile). Le vendite sulla rete in Italia (2,16 milioni di tonnellate) sono diminuite di 40 mila tonnellate per effetto della pressione competitiva. Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (0,97 milioni di tonnellate) sono aumentate di 60 mila tonnellate essenzialmente in Germania, per l'incremento della quota di mercato, e Spagna per effetto dell'acquisizione / convenzionamento di stazioni di servizio.

Esercizio

Nell'anno le lavorazioni (38,04 milioni di tonnellate) sono diminuite di 750 mila tonnellate rispetto al 2005 (-1,9%) per effetto essenzialmente delle minori lavorazioni su raffinerie di terzi (in particolare Priolo); per contro le lavorazioni sulle raffinerie di proprietà sono rimaste stabili con la maggiore *performance* della raffineria di Venezia in grado di assorbire l'impatto delle fermate per manutenzione delle raffinerie di Sannazaro e di Livorno. Nel 2006 la capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà è stata pienamente utilizzata.

Nel 2006 le vendite di prodotti petroliferi (51,13 milioni di tonnellate) sono diminuite di 500 mila rispetto al 2005, in particolare per le minori vendite sui mercati extrarete e rete a marchio Agip in Italia (-510 mila tonnellate), solo parzialmente compensate dalle maggiori vendite nel resto d'Europa (240 mila tonnellate). L'impatto sulle vendite rete della dismissione dell'Italiana Petroli effettuata nel settembre 2005 (-1,3 milioni di tonnellate) è stato compensato da forniture alla stessa società in forza del contratto quinquennale di somministrazione stipulato all'atto della cessione.

Le vendite sulla rete a marchio Agip in Italia (8,66 milioni di tonnellate) sono diminuite di 90 mila tonnellate per effetto della pressione competitiva; la quota di mercato scende dal 29,7% al 29,3%. Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (3,82 milioni di tonnellate) sono aumentate di 150 mila tonnellate per effetto essenzialmente delle maggiori vendite in Germania e in Spagna.

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (10,06 milioni di tonnellate) sono diminuite di 420 mila tonnellate rispetto al 2005; la riduzione ha riguardato in particolare gasolio e olio combustibile per la flessione registrata nel quarto trimestre. Le vendite sul mercato extrarete nel resto d'Europa (4,19 milioni di tonnellate) sono aumentate di 90 mila tonnellate per effetto dei maggiori volumi venduti in Spagna e in Germania.

(milioni di euro)

Quarto trimestre				Esercizio				
2005	2006	Var. ass.	Var. %		2005	2006	Var. ass.	Var. %
1.657	1.740	83	50	Ricavi	6.255	6.823	568	9,1
37	72	35	94,6	Utile operativo	202	172	(30)	(14,9)
	(4)	(4)		Esclusione (utile) perdita di magazzino	(19)	(60)	(41)	
37	86	49		Esclusione <i>special item</i>	78	107	29	
				di cui:				
	13	13		Oneri (proventi) non ricorrenti		13	13	
37	73	36		Altri <i>special item</i> :	78	94	16	
4	14	10		- oneri per esodi agevolati	4	19	15	
6	11	5		- accantonamenti a fondo rischi	36	31	(5)	
17		(17)		- maggiorazione premi assicurativi	17		(17)	
11	50	39		- svalutazioni	29	50	21	
(1)	(2)	(1)		- altro	(8)	(6)	2	
74	154	80	108,1	Utile operativo adjusted	261	219	(42)	(16,1)
2	1	(1)	(50,0)	Proventi (oneri) su partecipazioni ⁽¹⁾	3	2	(1)	(33,3)
(12)	(14)	(2)	16,7	Imposte sul reddito ⁽¹⁾	(37)	(47)	(10)	27
64	141	77	120,3	Utile netto adjusted	227	174	(53)	(23,3)

(1) Escludono gli *special item*

Risultati

Quarto trimestre

L'utile operativo *adjusted* del quarto trimestre di €154 milioni è aumentato di €80 milioni rispetto al quarto trimestre 2005 (+108,1%) per effetto essenzialmente dell'incremento dei margini dei prodotti, in particolare nella petrolchimica di base.

Gli *special item* del quarto trimestre di €86 milioni riguardano essenzialmente oneri non ricorrenti relativi a una sanzione comminata da un'autorità antitrust, nonché svalutazioni di impianti e oneri per incentivazione all'esodo.

Esercizio

L'utile operativo *adjusted* del 2006 di €219 milioni diminuisce di €42 milioni (-16,1%) rispetto al 2005 per effetto essenzialmente della riduzione dei margini di vendita dei prodotti nella prima parte dell'anno, registrata in tutti i *business* a eccezione del polietilene, dovuta all'incremento del costo della carica petrolifera più accentuato di quello registrato dai prezzi di vendita, nonché dell'impatto sulle produzioni derivante dall'incidente occorso alla raffineria di Priolo a fine aprile. Questi fattori sono stati parzialmente compensati dall'effetto positivo del mix di vendita, nonché dal miglioramento della *performance* industriale e commerciale.

Gli *special item* dell'anno di €107 milioni riguardano essenzialmente oneri non ricorrenti relativi a una sanzione comminata da un'autorità antitrust, nonché svalutazioni di impianti e accantonamenti al fondo rischi.

Produzioni e vendite

(migliaia di tonnellate)

Quarto trimestre				Esercizio			
2005	2006	Var. ass.	Var. %	2005	2006	Var. ass.	Var. %
1.879	1.789	(90)	(4,8)	7.282	7.072	(210)	(2,9)
1.289	1.323	34	2,6	5.376	5.264	(112)	(2,1)
746	781	35	4,7	3.022	2.881	(141)	(4,7)
229	226	(3)	(1,31)	1.003	989	(14)	(1,4)
314	316	2	0,6	1.351	1.394	43	3,2

Quarto trimestre

Nel quarto trimestre le vendite di prodotti petrolchimici (1.323 migliaia di tonnellate) sono aumentate di 34 mila tonnellate rispetto al quarto trimestre 2005 (+2,6%). Gli aumenti hanno riguardato: (i) il *business* della chimica di base, a seguito del buon andamento della domanda; (ii) il *business* stirenici, per effetto della maggiore disponibilità di prodotto in relazione alla circostanza che le vendite del quarto trimestre 2005 furono penalizzate da fermate e chiusure di impianti, nonché da inconvenienti tecnici sul polo produttivo di Mantova. Questi andamenti positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla minore *performance* del *business* elastomeri, a seguito del lento riavvio degli impianti di Ferrara e Ravenna dopo le manutenzioni, e della debolezza della domanda nel *business* intermedi che ha registrato un calo delle vendite del 20,3%.

Le produzioni (1.789 migliaia di tonnellate) sono diminuite di 90 mila tonnellate, pari al 4,8%, in particolare nei *business* elastomeri, polietilene, a causa della fermata dell'impianto di Priolo, e chimica di base per effetto della *performance* negativa dei siti di Gela e Dunkerque, a fronte del buon andamento di Brindisi e di Porto Marghera.

Esercizio

Nel 2006 le vendite di prodotti petrolchimici (5.264 migliaia di tonnellate) sono diminuite di 112 mila tonnellate rispetto al 2005 (-2,1%). Le diminuzioni hanno riguardato: (i) il *business* della chimica di base (-4,7%), per effetto della minore disponibilità di prodotto a causa dell'incidente occorso alla raffineria di Priolo che ha comportato il blocco del cracker; (ii) il *business* elastomeri (-2,5%), a seguito del lento riavvio degli impianti di Ferrara e Ravenna dopo le manutenzioni della seconda parte dell'anno; (iii) il *business* intermedi (-10,6%), a causa della debolezza della domanda. Questi impatti negativi sono stati parzialmente compensati dalla crescita delle vendite registrata nei *business* polietileni (+3,2%) e aromatici (riferito agli xileni in crescita del 4,8%) per effetto del buon andamento della domanda.

Le produzioni (7.072 migliaia di tonnellate) sono diminuite di 210 migliaia di tonnellate rispetto al 2005 (-2,9%), in particolare negli elastomeri, nel polietilene e nella petrolchimica di base, dove la minor produzione del cracker di Priolo dovuta alla fermata della raffineria è stata parzialmente compensata dalle maggiori produzioni dei cracker di Porto Marghera, Sarroch e Dunkerque. In aumento la produzione di stirenici che nel 2005 era stata fortemente penalizzata da fermate e inconvenienti tecnici.

Ingegneria e Costruzioni

(milioni di euro)

Quarto trimestre				Esercizio				
2005	2006	Var. ass.	Var. %	2005	2006	Var. ass.	Var. %	
1.809	1.969	160	8,8	Ricavi	5.733	6.979	1.246	21,7
135	149	14	10,4	Utile operativo	307	505	198	64,5
7	3	(4)		Esclusione <i>special item</i>	7	3	(4)	
3	2			- oneri per esodi agevolati	3	2		
4	1			- svalutazioni	4	1		
142	152	10	7,0	Utile operativo adjusted	314	508	194	61,8
46	47	1	2,2	Proventi (oneri) su partecipazioni ⁽¹⁾	141	66	(75)	(53,2)
(70)	(68)	2	(2,9)	Imposte sul reddito ⁽¹⁾	(127)	(174)	(47)	37,0
37,2	34,2	(3,0)		Tax rate adjusted	27,9	30,3	2,4	
118	131	13	11,0	Utile netto adjusted	328	400	72	22,0

(1) Escludono gli *special item*

Risultati

Quarto trimestre

L'utile operativo *adjusted* del quarto trimestre di €152 milioni è aumentato di €10 milioni rispetto al quarto trimestre 2005. In particolare l'aumento del risultato è stato ottenuto nelle aree: (i) Perforazioni mare, a seguito dell'aumento delle tariffe che ha interessato la piattaforma semisommersibile Scarabeo 3 e Scarabeo 5; (ii) Perforazioni terra, a seguito dell'avvio delle attività nell'area del Caspio.

L'utile netto *adjusted* di €131 milioni è aumentato di €13 milioni rispetto al quarto trimestre 2005 per effetto della migliore *performance* operativa.

Esercizio

L'utile operativo *adjusted* del 2006 di €508 milioni è aumentato di €194 milioni rispetto al 2005 (+61,8%). In particolare l'aumento del risultato è stato ottenuto nelle aree: (i) Offshore, a seguito della maggiore attività nell'area del Caspio e in Nigeria; (ii) Perforazioni mare, a seguito dell'aumento delle tariffe che ha interessato la piattaforma semisommersibile Scarabeo 3 e Scarabeo 5 e della maggiore operatività del jack-up Perro Negro 5 e della piattaforma semisommersibile Scarabeo 4; (iii) Onshore, a seguito dell'incremento del volume d'affari connesso essenzialmente all'avvio di alcuni grandi progetti acquisiti nel 2005.

L'utile netto *adjusted* di €400 milioni aumenta di €72 milioni rispetto al 2005 (+22%) per effetto della migliore *performance* operativa in parte assorbita dalle perdite delle entità collegate.

(milioni di euro)

	Esercizio			
	2005	2006	Var. ass.	Var. %
Ordini acquisiti ⁽¹⁾	8.395	11.172	2.777	33,1
<i>Offshore</i>	3.096	3.681	585	18,9
<i>Onshore</i>	4.720	4.923	203	4,3
Perforazioni mare	367	2.230	1.863	507,6
Perforazioni terra	212	338	126	59,4
Eni	887	2.692	1.805	203,5
Terzi	7.508	8.480	972	12,9
Italia	858	1.050	192	22,4
Estero	7.537	10.122	2.585	34,3
	31.12.2005	31.12.2006	Var. ass.	Var. %
Portafoglio ordini ⁽¹⁾	10.122	13.191	3.069	30,3
<i>Offshore</i>	3.721	4.283	562	15,1
<i>Onshore</i>	5.721	6.285	564	9,9
Perforazioni mare	382	2.247	1.865	488,2
Perforazioni terra	298	376	78	26,2
Eni	695	2.602	1.907	274,4
Terzi	9.427	10.589	1.162	12,3
Italia	1.209	1.280	71	5,9
Estero	8.913	11.911	2.998	33,6

(1) Include il progetto Bonny per l'ammontare di 28 milioni di euro di acquisito e di 101 milioni di euro nel portafoglio ordini.

Tra le principali acquisizioni del 2006 si segnalano:

- il contratto di EPC per conto di Saudi Aramco per la realizzazione di quattro treni di separazione di gas e greggio della capacità complessiva di 1.200.000 barili/giorno e facility di produzione, nell'ambito dello sviluppo del giacimento onshore Khursaniyah in Arabia Saudita;
- il contratto per la conversione di una nave petroliera in una nave FPSO della capacità produttiva di 60.000 barili/giorno e di stoccaggio di 1.800.000 barili per lo sviluppo del giacimento Gimboa nell'offshore angolano a una profondità di 700 metri per conto Sonagol P&P;
- il contratto di EPIC per conto di Burullus Gas Co per la realizzazione dei sistemi sottomarini per lo sfruttamento di otto nuovi pozzi nell'ambito dell'espansione dei giacimenti Scarab/Saffron e Simian, situati al largo del Delta del Nilo;
- il contratto della durata di 16 mesi per l'impiego in Nigeria della piattaforma semisommersibile di perforazione Scarabeo 7 per conto di Exxon Mobil.

Gli ordini acquisiti (€11.172 milioni) hanno riguardato il 91% lavori da realizzare all'estero e per il 24% lavori assegnati da imprese di Eni. Il portafoglio ordini al 31 dicembre 2006 è di €13.191 milioni (€10.122 milioni al 31 dicembre 2005); il 90% riguarda lavori da realizzare all'estero e il 20% riguarda lavori assegnati da imprese di Eni.

Non-GAAP measures

■ Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*

Il *management* Eni valuta la *performance* del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted* ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli *special item*, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto di settore, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e le differenze di cambio.

L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto *adjusted* è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota del 33% prevista dalla normativa fiscale italiana.

L'utile operativo e l'utile netto *adjusted* non sono previsti né dagli IFRS, né dagli U.S. GAAP. Il *management* ritiene che tali misure di *performance* consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'utile netto *adjusted* di settore è utilizzato dal *management* nel calcolo della redditività del capitale investito netto di settore (ROACE di settore).

Di seguito sono descritte le componenti che sono escluse dal calcolo dei risultati *adjusted*.

L'utile/perdita di magazzino deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS, costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o di diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo.

Le componenti reddituali sono classificate tra gli *special item*, se significative, quando: (i) derivano da eventi od operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; oppure (ii) derivano da eventi od operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di *asset*, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. In applicazione della delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 le componenti reddituali derivanti da eventi od operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del *management* e nell'informativa finanziaria.

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto *adjusted* di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Inoltre sono esclusi gli oneri/proventi relativi alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e le differenze di cambio. Pertanto restano inclusi nell'utile netto *adjusted* di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli *asset* finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accreration discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Nelle tavole seguenti sono rappresentati l'utile operativo e l'utile netto *adjusted* a livello di settore di attività e di Gruppo e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni.

(milioni di euro)

Quarto trimestre 2006

	E&P	C&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	3.141	1.303	(386)	72	149	(221)	(89)	(12)	3.957
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(41)	386	(4)					341
Esclusione <i>special item</i>									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		(2)	109	13		62			182
Altri <i>special item</i> :	54	9	39	73	3	82	36		296
oneri ambientali		2	27			62	11		102
svalutazioni	51		13	50	1	12			127
plusvalenze nette su cessioni di asset	(7)								(7)
accantonamenti a fondo rischi			4	11					15
oneri per esodi agevolati	10	15	30	14	2	1	29		101
altro		(8)	(35)	(2)		7	(4)		(42)
<i>Special item dell'utile operativo</i>	54	7	148	86	3	144	36		478
Utile operativo <i>adjusted</i>	3.195	1.269	148	154	152	(77)	(53)	(12)	4.776
Proventi (oneri) finanziari netti *	(22)	(1)				(7)	87		57
Proventi (oneri) su partecipazioni *	(18)	97	31	1	47	(1)	1		158
Imposte sul reddito *	(1.851)	(492)	(64)	(14)	(68)		22	9	(2.458)
<i>Tax rate adjusted</i>	58,7	36,0	35,8						49,2
Utile netto <i>adjusted</i>	1.304	873	115	141	131	(85)	57	(3)	2.533
di cui:									
- utile netto di terzi azionisti									178
- utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni									2.355
Utile netto di competenze Eni									1.520
Esclusione (utile) perdita di magazzino									213
Esclusione <i>special item</i> :									622
- oneri (proventi) non ricorrenti									199
- altri <i>special item</i>									423
Utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni									2.355

* Escludono gli *special item*.

(milioni di euro)

Quarto trimestre 2005

	E&P	C&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	3.561	641	329	37	135	(297)	(41)	31	4.396
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(32)	(177)						(209)
Esclusione <i>special item</i>									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		290							290
Altri <i>special item</i> :	20	(9)	227	37	7	205	(33)		454
oneri ambientali		3	157			146	8		314
svalutazioni	(43)	1	5	11	4	47	2		27
plusvalenze nette su cessioni di asset									
accantonamenti a fondo rischi			8	6		(4)	(119)		(109)
maggiorazione premi assicurativi	57	6	30	17		4	64		178
oneri per esodi agevolati	6	3	13	4	3	3	12		44
altro		(22)	14	(1)		9			
<i>Special item dell'utile operativo</i>	20	281	227	37	7	205	(33)		744
Utile operativo <i>adjusted</i>	3.581	890	379	74	142	(92)	(74)	31	4.931
Proventi (oneri) finanziari netti *	(21)	13					(91)		(99)
Proventi (oneri) su partecipazioni *	(10)	76	29	2	46		(1)		142
Imposte sul reddito *	(1.978)	(339)	(187)	(12)	(70)	2	120	(12)	(2.476)
<i>Tax rate adjusted</i>	55,7	34,6	45,8						49,8
Utile netto <i>adjusted</i>	1.572	640	221	64	118	(90)	(46)	19	2.498
di cui:									
- utile netto di terzi azionisti									102
- utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni									2.396
Utile netto di competenze Eni									2.105
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(131)
Esclusione <i>special item</i> :									422
- oneri (proventi) non ricorrenti									290
- altri <i>special item</i>									132
Utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni									2.396

* Escludono gli *special item*.

(milioni di euro)

Esercizio 2006

	E&P	C&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	15.580	3.802	319	172	505	(622)	(296)	(133)	19.327
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(67)	215	(60)					88
Esclusione <i>special item</i>									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		22	109	13		62			206
Altri <i>special item</i> :	183	125	147	94	3	261	56		869
oneri ambientali		44	111			126	11		292
svalutazioni	231	51	14	50	1	22			369
plusvalenze nette su cessioni di asset	(61)								(61)
accantonamenti a fondo rischi			8	31		75			114
oneri per esodi agevolati	13	37	47	19	2	17	43		178
altro		(7)	(33)	(6)		21	2		(23)
<i>Special item dell'utile operativo</i>	183	147	256	107	3	323	56		1.075
Utile operativo <i>adjusted</i>	15.763	3.882	790	219	508	(299)	(240)	(133)	20.490
Proventi (oneri) finanziari netti *	(59)	16				(7)	205		155
Proventi (oneri) su partecipazioni *	85	489	184	2	66	5			831
Imposte sul reddito *	(8.510)	(1.525)	(345)	(47)	(174)		89	54	(10.458)
<i>Tax rate adjusted</i>	53,9	34,8	35,4						48,7
Utile netto <i>adjusted</i>	7.279	2.862	629	174	400	(301)	54	(79)	11.018
di cui:									
- utile netto di terzi azionisti									606
- utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni									10.412
Utile netto di competenze Eni									9.217
Esclusione (utile) perdita di magazzino									33
Esclusione <i>special item</i> :									1.162
- oneri (proventi) non ricorrenti									218
- altri <i>special item</i>									944
Utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni									10.412

* Escludono gli *special item*.

(milioni di euro)

Esercizio 2005

	E&P	C&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	12.592	3.321	1.857	202	307	(934)	(377)	(141)	16.827
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(127)	(1.064)	(19)					(1.210)
Esclusione <i>special item</i>									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		290							290
Altri <i>special item</i> :	311	47	421	78	7	638	149		1.651
oneri ambientali		31	337			413	54		835
svalutazioni	247	1	5	29	4	75	2		363
plusvalenze nette su cessioni di asset									0
accantonamenti a fondo rischi			39	36		126			201
maggioranze premi assicurativi	57	6	30	17		4	64		178
oneri per esodi agevolati	7	8	22	4	3	6	29		79
altro		1	(12)	(8)		14			(5)
<i>Special item dell'utile operativo</i>	311	337	421	78	7	638	149		1.941
Utile operativo <i>adjusted</i>	12.903	3.531	1.214	261	314	(296)	(228)	(141)	17.558
Proventi (oneri) finanziari netti *	(80)	37					(296)		(339)
Proventi (oneri) su partecipazioni *	10	370	231	3	141	(1)	23		777
Imposte sul reddito *	(6.647)	(1.386)	(500)	(37)	(127)		359	52	(8.286)
<i>Tax rate adjusted</i>	51,8	35,2	34,6						46,0
Utile netto <i>adjusted</i>	6.186	2.552	945	227	328	(297)	(142)	(89)	9.710
di cui:									
- utile netto di terzi azionisti									459
- utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni									9.251
Utile netto di competenze Eni									8.788
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(759)
Esclusione <i>special item</i> :									1.122
- oneri (proventi) non ricorrenti									290
- altri <i>special item</i>									932
Utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni									9.251

* Escludono gli *special item*.

Analisi degli *special item*

(milioni di euro)

IV Trim. 2005	IV Trim. 2006		Esercizio	
			2005	2006
		<i>Special item</i>		
		di cui:		
290	182	Oneri (proventi) non ricorrenti	290	206
454	296	Altri <i>special item</i>	1.651	869
314	102	oneri ambientali	835	292
27	127	svalutazioni	363	369
	(7)	plusvalenze nette su cessione di asset		(61)
69	15	accantonamenti a fondo rischi	379	114
178	0	di cui: maggiorazione premi assicurativi	178	
44	101	oneri per esodi agevolati	79	178
	(42)	altro	(5)	(23)
744	478	Special item dell'utile operativo	1.941	1.075
(1)	5	Oneri finanziari	27	(6)
(4)	1	Oneri (proventi) su partecipazioni	(137)	(72)
		di cui:		
		<i>plusvalenza dismissione Italiana Petroli (IP)</i>	(135)	
		<i>plusvalenza Galp Energia SGPS SA per cessione di asset regolati a Rede Electrica National</i>		(73)
(317)	138	Imposte sul reddito	(609)	165
		di cui:		
		<i>supplemental tax rate UK</i>		91
	179	<i>windfall tax Algeria</i>		179
	2	<i>contenzioso fiscale in Venezuela</i>		77
422	622	Totale special item dell'utile netto	1.222	1.162

Informativa sui prestiti obbligazionari

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 31 dicembre 2006

(milioni di euro)

Società emittente	Ammontare al 31 Dicembre 2006(1)
Eni Coordination Center SA	634
Eni USA Inc	153
	<hr/> 787

(1) Gli ammontari in euro al 31 dicembre 2006 comprendono il rateo maturato di interessi

Prestiti obbligazionari emessi nel 2006 (garantiti dall'Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (milioni)	Valuta	Ammontare al 31 Dicembre (milioni di euro) ⁽¹⁾	Scadenza	Tasso	%
Eni Coordination Center SA	5000	JPY	32	2014	fisso	1,560
Eni Coordination Center SA	45	USD	34	2013	variabile	
Eni Coordination Center SA	100	GBP	153	2011	fisso	5,120
			<hr/> 219			

(1) Gli ammontari in euro al 31 dicembre 2006 comprendono il rateo maturato di interessi

Schemi riclassificati di Eni Spa

Conto economico riclassificato di Eni SpA

(milioni di euro)	2005	2006	Var. ass.	Var. %
RICAVI				
Ricavi della gestione caratteristica	44.794	52.987	8.193	18,3
Altri ricavi e proventi	231	186	(45)	(19,5)
Totale ricavi	45.025	53.173	8.148	18,1
COSTI OPERATIVI				
Acquisti, prestazioni e costi diversi	(39.537)	(48.248)	(8.711)	22,0
<i>di cui oneri non ricorrenti netti</i>	<i>(290)</i>	<i>(150)</i>	<i>140</i>	<i>(48,3)</i>
Costo lavoro	(780)	(932)	(152)	19,5
Ammortamenti e svalutazioni	(872)	(829)	43	(4,9)
Utile operativo	3.836	3.164	(672)	(17,5)
Proventi (oneri) finanziari netti	(29)	35	64	(220,7)
Proventi netti su partecipazioni	3.606	3.785	179	5,0
Utile prima delle imposte	7.413	6.984	(429)	(5,8)
Imposte sul reddito	(1.371)	(1.163)	208	(15,2)
Utile netto	6.042	5.821	(221)	(3,7)
Esclusione (utile)/perdita di magazzino	(672)	118	790	(117,6)
Utile netto a valori correnti	5.370	5.939	569	10,6

Stato patrimoniale riclassificato di Eni SpA

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