



Relazione trimestrale
al 30 settembre 2007



CRITERI DI REDAZIONE

La relazione trimestrale al 30 settembre 2007, non sottoposta a revisione contabile, è stata redatta seguendo le indicazioni fornite dalla Commissione Nazionale per le Società e la Borsa (CONSOB) nel Regolamento Emittenti.

Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al terzo trimestre e ai nove mesi 2007, e al terzo trimestre e ai nove mesi 2006. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 settembre 2007, al 30 giugno 2007 e al 31 dicembre 2006. La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella dei prospetti presentati nella relazione sulla gestione della relazione semestrale e del Bilancio annuale.

La relazione trimestrale al 30 settembre 2007 è stata redatta 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.

In questa relazione, apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di *performance* in linea con la raccomandazione del CESR/05-178b.

Disclaimer

Questa relazione contiene dichiarazioni previsionali ("forward-looking statement"), 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 statement 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 ad 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 dei nove mesi non possono essere estrapolati su base annuale.

PRINCIPALI DATI

Principali dati economici e finanziari

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
20.366	20.190	(176)	(0,9)	Ricavi della gestione caratteristica	64.689	61.878	(2.811)	(4,3)
4.828	4.379	(449)	(9,3)	Utile operativo	15.370	13.702	(1.668)	(10,9)
5.127	4.245	(882)	(17,2)	Utile operativo <i>adjusted</i> ^(a)	15.714	13.694	(2.020)	(12,9)
2.422	2.146	(276)	(11,4)	Utile netto ^(b)	7.697	7.001	(696)	(9,0)
0,66	0,59	(0,07)	(10,6)	per azione (€) ^(c)	2,08	1,91	(0,17)	(8,2)
1,68	1,62	(0,06)	(3,6)	per ADR (\$) ^{(c)(d)}	5,18	5,13	(0,05)	(1,0)
2.620	1.892	(728)	(27,8)	Utile netto adjusted ^{(a)(b)}	8.057	6.792	(1.265)	(15,7)
0,71	0,52	(0,19)	(26,8)	per azione (€) ^(c)	2,17	1,85	(0,32)	(14,7)
1,81	1,43	(0,38)	(21,0)	per ADR (\$) ^{(c)(d)}	5,40	4,97	(0,43)	(8,0)
4.555	3.366	(1.189)	(26,1)	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	15.223	13.049	(2.174)	(14,3)
1.835	2.679	844	46,0	Investimenti tecnici	4.889	6.936	2.047	41,9

(a) Per la definizione e la riconduzione degli utili nella configurazione *adjusted*, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli *special item*, vedi il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*" a pagina 38.

(b) Di competenza Eni.

(c) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto e il numero medio di azioni in circolazione nel periodo di riferimento. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla BCE.

(d) Un ADR (*American Depositary Receipt*) rappresenta due azioni.

Principali indicatori di mercato

Terzo trimestre					Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
69,49	74,87	5,38	7,7	Prezzo medio del greggio <i>Brent dated</i> ^(a)	66,96	67,13	0,17	0,3
1,274	1,375	0,101	7,9	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,244	1,344	0,100	8,0
54,55	54,45	(0,10)	(0,2)	Prezzo medio in euro del greggio <i>Brent dated</i>	53,82	49,95	(3,87)	(7,2)
4,27	4,04	(0,23)	(5,4)	Margini europei medi di raffinazione ^(c)	4,33	4,67	0,34	7,9
3,35	2,94	(0,41)	(12,2)	Margini europei medi di raffinazione in euro	3,48	3,47	(0,01)	(0,3)
3,2	4,5	1,3	40,6	Euribor - a tre mesi (%)	2,9	4,1	1,2	41,4
5,4	5,8	0,4	7,4	Libor - dollaro a tre mesi (%)	5,1	5,5	0,4	7,8

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

(b) Fonte: BCE.

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

Principali indicatori operativi

Terzo trimestre					Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
1.709	1.659	(50)	(2,9)	Produzione giornaliera di idrocarburi ^(a)	1.761	1.710	(51)	(2,9)
1.041	975	(66)	(6,3)	Petrolio (migliaia di barili/giorno)	1.080	1.010	(70)	(6,5)
109	111	2	1,8	Gas naturale ^(a) (milioni di metri cubi/giorno)	111	114	3	2,7
18,90	19,74	0,84	4,4	Vendite gas nel mondo (miliardi di metri cubi)	70,55	68,31	(2,24)	(3,2)
0,81	0,67	(0,14)	(17,3)	di cui: Vendite <i>upstream</i> in Europa	3,01	2,61	(0,40)	(13,3)
7,85	8,67	0,82	10,4	Vendite di energia elettrica (terawattora)	23,24	24,91	1,67	7,2
3,27	3,30	0,03	0,9	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa (milioni di tonnellate)	9,35	9,37	0,02	0,2
1.261	1.354	93	7,4	Vendite di prodotti petrolchimici (migliaia di tonnellate)	3.941	4.166	225	5,7

(a) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (8,5 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2007, 8,1 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2006, 8,3 milioni di metri cubi/giorno e 8,1 milioni di metri cubi/giorno rispettivamente nei nove mesi del 2007 e del 2006).

Risultati economico-finanziari

CONTO ECONOMICO

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
20.366	20.190	(176)	(0,9)	Ricavi della gestione caratteristica	64.689	61.878	(2.811)	(4,3)
109	164	55	50,5	Altri ricavi e proventi	481	609	128	26,6
(14.147)	(14.227)	(80)	(0,6)	Costi operativi	(45.266)	(43.731)	1.535	3,4
(57)				di cui: (Oneri) Proventi non ricorrenti	(57)	(56)		
(1.500)	(1.748)	(248)	(16,5)	Ammortamenti e svalutazioni	(4.534)	(5.054)	(520)	(11,5)
4.828	4.379	(449)	(9,3)	Utile operativo	15.370	13.702	(1.668)	(10,9)
(42)	(52)	(10)	23,8	Proventi (oneri) finanziari netti	109	(27)	(136)	..
279	495	216	77,4	Proventi netti su partecipazioni	746	986	240	32,2
5.065	4.822	(243)	(4,8)	Utile prima delle imposte	16.225	14.661	(1.564)	(9,6)
(2.553)	(2.363)	190	7,4	Imposte sul reddito	(8.100)	(7.036)	1.064	13,1
50,4	49,0	(1,4)		Tax rate (%)	49,9	48,0	(1,9)	
2.512	2.459	(53)	(2,1)	Utile netto	8.125	7.625	(500)	(6,2)
				di cui:				
2.422	2.146	(276)	(11,4)	Utile netto di competenza Eni	7.697	7.001	(696)	(9,0)
90	313	223	..	Utile netto di terzi azionisti	428	624	196	45,8

Terzo trimestre

Nel terzo trimestre 2007 Eni ha conseguito l'**utile netto** di 2.146 milioni di euro, in diminuzione di 276 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2006 (-11,4%) per effetto essenzialmente della flessione di 449 milioni di euro dell'utile operativo (-9,3%) registrata in particolare nei settori Exploration & Production e Refining & Marketing. La

riduzione dell'utile operativo è stata parzialmente compensata dalle minori imposte sul reddito (-190 milioni di euro) per effetto, oltre che della riduzione dell'utile ante imposte, della diminuzione di 1,4 punti percentuali del *tax rate* di Gruppo (dal 50,4% al 49%) che riflette, fra l'altro, la minore incidenza sull'utile ante imposte di Gruppo dell'utile prodotto nel settore Exploration & Production.

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
2.422	2.146	(276)	(11,4)	Utile netto di competenza Eni	7.697	7.001	(696)	(9,0)
30	(165)			Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(180)	(275)		
168	(89)			Esclusione <i>special item</i> :	540	66		
				di cui:				
40				Oneri (proventi) non ricorrenti	40	81		
128	(89)			Altri <i>special item</i>	500	(15)		
2.620	1.892	(728)	(27,8)	Utile netto adjusted di competenza Eni^(a)	8.057	6.792	(1.265)	(15,7)

(a) Per la definizione e la riconduzione degli utili nella configurazione *adjusted*, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli *special item*, vedi il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*" a pagina 38.

L'**utile netto adjusted di competenza Eni** del terzo trimestre 2007, ottenuto escludendo l'utile di magazzino di 165 milioni di euro e *special item* costituiti da proventi netti di 89 milioni di euro (entrambi al netto del relativo effetto fiscale), ammonta a 1.892 milioni di euro con una diminuzione di 728 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2006, pari al 27,8%.

Gli **special item** riguardano essenzialmente le plusvalenze sulla cessione di partecipazioni nel settore Ingegneria & Costruzioni, oneri ambientali e oneri per incentivazione all'esodo.

La **redditività del capitale investito (ROACE)**, calcolata su base *adjusted* per i dodici mesi chiusi al 30 settembre 2007, raggiunge il 19,5% (23,9% per i dodici mesi chiusi al 30 settembre 2006), che si ridetermina in 20,1% assumendo, al 30 settembre 2007, l'avvenuto esercizio delle

opzioni attribuite a Gazprom relativamente all'acquisto del 20% di OAO Gazprom Neft posseduto da Eni e del 51% delle tre società russe attive nel gas naturale possedute da Eni in *partnership* con Enel (quota Eni 60%).

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

Terzo trimestre					Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
1.956	1.372	(584)	(29,9)	Exploration & Production	5.975	4.428	(1.547)	(25,9)
472	465	(7)	(1,5)	Gas & Power	1.989	2.042	53	2,7
257	95	(162)	(63,0)	Refining & Marketing	514	345	(169)	(32,9)
4	18	14	..	Petrolchimica	33	148	115	..
117	174	57	48,7	Ingegneria & Costruzioni	269	478	209	77,7
(94)	(43)	51	54,3	Altre attività	(216)	(163)	53	24,5
(14)	(70)	(56)	..	Corporate e società finanziarie	(3)	(41)	(38)	..
12	35	23		Effetto eliminazione utili interni ^(a)	(76)	20	96	
2.710	2.046	(664)	(24,5)		8.485	7.257	(1.228)	(14,5)
<i>di cui:</i>								
90	154	64	71,1	Utile netto di terzi azionisti	428	465	37	8,6
2.620	1.892	(728)	(27,8)	Utile netto adjusted di competenza Eni	8.057	6.792	(1.265)	(15,7)

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

La flessione dell'utile netto *adjusted* di Gruppo è stata determinata dalla riduzione dell'utile netto *adjusted* registrata nei settori:

- **Exploration & Production** (-584 milioni di euro; -29,9%) che riflette il peggioramento della *performance* operativa (-786 milioni di euro, pari al 19,2%) dovuto essenzialmente all'apprezzamento del 7,9% dell'euro rispetto al dollaro, alla minore produzione venduta (-5,6 milioni di boe), nonché ai maggiori costi e all'aumento degli ammortamenti riferito in particolare alla maggiore attività di ricerca esplorativa. Sulla flessione dell'utile netto, ha inciso anche l'aumento di 6,6 punti percentuali del *tax rate adjusted*;
- **Refining & Marketing** (-162 milioni di euro; -63%) dovuta al peggioramento della *performance* dell'attività di raffinazione per effetto dell'andamento negativo dello scenario, che ha penalizzato in particolare la redditività delle lavorazioni complesse, nonché dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro.

Tali diminuzioni sono state parzialmente compensate dall'incremento dell'utile netto *adjusted* nel settore **Ingegneria & Costruzioni** (+57 milioni di euro; +48,7%), dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+66 milioni di euro) per effetto del buon andamento del mercato dei servizi petroliferi.

Nel terzo trimestre 2007, lo scenario è stato complessivamente negativo a causa dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+7,9%), che ha più che compensato l'aumento del prezzo del petrolio con la quotazione media del Brent a 74,87 dollari/barile (+7,7%). I margini realizzati dal sistema di raffinazione Eni hanno registrato una significativa flessione per effetto del peggioramento del rapporto tra i prezzi dei principali distillati e la quotazione del Brent (-5,4% il margine di raffinazione Brent), nonché, con un impatto maggiore, della contrazione del differenziale di prezzo tra i greggi leggeri e pesanti che ha penalizzato le lavorazioni Eni caratterizzate da elevata complessità riducendo il vantaggio competitivo di processare materie prime di minore costo. I margini di commercializzazione del gas sono diminuiti a causa dell'andamento negativo dei parametri energetici di riferimento per l'indicizzazione dei prezzi di acquisto/vendita.

Nove mesi

Nei nove mesi 2007 Eni ha conseguito l'**utile netto** di 7.001 milioni di euro, in diminuzione di 696 milioni di euro rispetto ai nove mesi 2006 (-9%), per effetto essenzialmente della flessione di 1.668 milioni di euro dell'utile operativo (-10,9%) registrata nei settori Exploration & Production e Refining & Marketing, la cui diminuzione

è stata parzialmente attenuata dalla migliore *performance* dei settori Ingegneria & Costruzioni, Petrolchimica e Gas & Power. La riduzione dell'utile operativo è stata parzialmente compensata dalle minori imposte sul reddito (1.064 milioni di euro) per effetto, oltre che della riduzione dell'utile ante imposte, della diminuzione di circa 2 punti percentuali del *tax rate* di Gruppo (dal 49,9% al 48,0%).

L'utile netto *adjusted* di competenza Eni dei nove mesi del 2007, ottenuto escludendo l'utile di magazzino di 275 milioni di euro e *special item* costituiti da oneri netti di 66 milioni di euro (entrambi al netto del relativo effetto fiscale), ammonta a 6.792 milioni di euro con una diminuzione di 1.265 milioni di euro rispetto ai nove mesi del 2006, pari al 15,7%.

Gli *special item* riguardano essenzialmente le plusvalenze sulla cessione di partecipazioni nel settore Ingegneria & Costruzioni, oneri ambientali, oneri di incentivazione all'esodo nonché oneri non ricorrenti connessi: (i) ad accantonamenti a fronte di rischi su procedimenti *antitrust* in corso innanzi alle autorità comunitarie e (ii) al provento relativo alla rideterminazione del fondo per benefici ai dipendenti assunti in Italia (Trattamento di Fine Rapporto).

La flessione dell'utile netto *adjusted* di Gruppo è stata determinata dalla riduzione dell'utile netto *adjusted* registrata nei settori:

- **Exploration & Production** (-1.547 milioni di euro; -25,9%), che riflette il peggioramento della *performance* operativa (-2.644 milioni di euro, pari al 21%) dovuto all'apprezzamento dell'8% dell'euro rispetto al dollaro, alla minore produzione venduta (-17,8 milioni di boe) e ai maggiori costi operativi e ammortamenti. Sulla flessione dell'utile netto ha inciso anche l'aumento di 3,3 punti percentuali del *tax rate adjusted*;
- **Refining & Marketing** (-169 milioni di euro; -32,9%), per effetto della riduzione dei margini di raffinazione realiz-

zati, in particolare sulle lavorazioni complesse, nonché dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro.

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

- **Ingegneria & Costruzioni** (+209 milioni di euro; +77,7%), dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+234 milioni di euro) per effetto del buon andamento del mercato dei servizi petroliferi;
- **Petrolchimica** (+115 milioni di euro), dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+154 milioni di euro) connesso alla ripresa dei margini di vendita dei prodotti e all'impatto sui risultati del 2006 dell'incidente occorso alla raffineria di Priolo nell'aprile 2006;
- **Gas & Power** (+53 milioni di euro; +2,7%), dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+170 milioni di euro, pari al 6,5%) per effetto essenzialmente della favorevole evoluzione del quadro regolatorio e della circostanza che nel primo trimestre 2006 vennero rilevati maggiori oneri di approvvigionamento a fronte dell'emergenza gas verificatasi nei mesi invernali 2005-2006. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione delle vendite di gas delle società consolidate (-2,16 miliardi di metri cubi, pari al 3,5%) a causa delle condizioni climatiche eccezionalmente miti registrate nel primo trimestre e dall'impatto negativo dello scenario sui margini del gas.

Nei nove mesi, i risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario complessivamente negativo a causa dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+8%), della riduzione dei margini di raffinazione realizzati, in particolare sulle lavorazioni complesse, nonché della riduzione dei margini di vendita del gas per effetto dell'andamento dei parametri energetici. Nei nove mesi, il prezzo in dollari del petrolio ha registrato un lieve incremento (+0,3%), con la quotazione media del Brent a 67,13 dollari/barile (-7,2% se espresso in euro).

ANALISI DELLE VOCI DEL CONTO ECONOMICO

Ricavi della gestione caratteristica

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
6.562	6.411	(151)	(2,3)	Exploration & Production	21.021	19.240	(1.781)	(8,5)
5.265	5.215	(50)	(0,9)	Gas & Power	20.198	18.937	(1.261)	(6,2)
10.185	9.052	(1.133)	(11,1)	Refining & Marketing	29.631	25.932	(3.699)	(12,5)
1.743	1.767	24	1,4	Petrolchimica	5.083	5.243	160	3,1
1.930	2.185	255	13,2	Ingegneria & Costruzioni	5.010	6.474	1.464	29,2
197	49	(148)	(75,1)	Altre attività	662	152	(510)	(77,0)
224	309	85	37,9	Corporate e società finanziarie	829	926	97	11,7
(5.740)	(4.798)	942		Elisioni di consolidamento	(17.745)	(15.026)	2.719	
20.366	20.190	(176)	(0,9)		64.689	61.878	(2.811)	(4,3)

Terzo trimestre

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel terzo trimestre 2007 (20.190 milioni di euro) sono diminuiti di 176 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2006 (-0,9%) per effetto essenzialmente dell'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+7,9%) e della flessione dei volumi. Tali fattori negativi sono stati parzialmente attenuati dai maggiori livelli di attività nel settore Ingegneria & Costruzioni e dall'incremento dei prezzi in dollari del petrolio e dei prodotti petroliferi.

Nove mesi

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nei nove mesi del 2007 (61.878 milioni di euro) sono diminuiti di 2.811 milioni di euro rispetto ai nove mesi del 2006 (-4,3%) per effetto essenzialmente dell'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+8%) e della flessione dei volumi. Tali fattori negativi sono stati parzialmente attenuati dai maggiori livelli di attività nel settore Ingegneria & Costruzioni.

I ricavi del settore Exploration & Production (19.240 milioni di euro) sono diminuiti di 1.781 milioni di euro (-8,5%), per effetto essenzialmente dell'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro e della diminuzione della produzione venduta di idrocarburi (-17,8 milioni di boe, pari al 3,8%); trascurabile l'impatto della variazione dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio +2,1%; gas naturale -2%).

I ricavi del settore Gas & Power (18.937 milioni di euro) sono diminuiti di 1.261 milioni di euro (-6,2%), per effetto essenzialmente della diminuzione dei volumi venduti di gas naturale (-2,16 miliardi di metri cubi, pari al 3,5%) e di quelli trasportati e distribuiti in relazione alle condizioni climatiche eccezionalmente miti registrate nel primo trimestre, nonché dell'effetto dell'andamento sfavorevole dei parametri energetici di riferimento per la determinazione dei prezzi di vendita del gas.

I ricavi del settore Refining & Marketing (25.932 milioni di euro) sono diminuiti di 3.699 milioni di euro (-12,5%), per effetto essenzialmente dell'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro e della diminuzione dei volumi venduti di prodotti petroliferi (-1,7 milioni di tonnellate) e di commercializzazione di greggi (-3,9 milioni di tonnellate), parzialmente compensati dall'incremento delle quotazioni internazionali dei prodotti.

I ricavi del settore Petrolchimica (5.243 milioni di euro) sono aumentati di 160 milioni di euro (+3,1%) rispetto ai nove mesi del 2006, per effetto essenzialmente della circostanza che l'attività del 2006 venne penalizzata dal blocco del *cracker* di Priolo e degli impianti collegati a causa dell'incidente occorso all'adiacente raffineria nell'aprile 2006.

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni (6.474 milioni di euro) sono aumentati di 1.464 milioni di euro (+29,2%) per effetto della crescita dei livelli di attività in particolare nei *business* Costruzioni *Offshore* e *Onshore*.

Ricavi per area geografica

Terzo trimestre					Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
7.073	7.092	19	0,3	Italia	26.988	25.596	(1.392)	(5,2)
4.328	3.963	(365)	(8,4)	Resto dell'Unione Europea	15.820	15.060	(760)	(4,8)
3.220	1.371	(1.849)	(57,4)	Resto dell'Europa	6.882	4.867	(2.015)	(29,3)
2.130	1.692	(438)	(20,6)	Americhe	4.600	4.416	(184)	(4,0)
1.678	3.357	1.679	..	Asia	4.555	5.411	856	18,8
1.680	2.508	828	49,3	Africa	5.175	5.911	736	14,2
257	207	(50)	(19,5)	Altre aree	669	617	(52)	(7,8)
13.293	13.098	(195)	(1,5)	Totale estero	37.701	36.282	(1.419)	(3,8)
20.366	20.190	(176)	(0,9)		64.689	61.878	(2.811)	(4,3)

Costi operativi

Terzo trimestre					Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
13.210	13.265	55	0,4	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	42.593	40.992	(1.601)	(3,8)
				<i>di cui:</i>				
57				Oneri non ricorrenti	57	130		
120	39			Altri special item	327	210		
937	962	25	2,7	Costo lavoro	2.673	2.739	66	2,5
				<i>di cui:</i>				
				Oneri non ricorrenti (curtailment recognized TFR)		(74)		
35	70			Incentivi per esodi agevolati	77	89		
14.147	14.227	80	0,6		45.266	43.731	(1.535)	(3,4)

I **costi operativi** sostenuti nei nove mesi del 2007 (43.731 milioni di euro) diminuiscono di 1.535 milioni di euro rispetto al 2006, pari al 3,4%, per effetto essenzialmente dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro. Inoltre la riduzione riflette: (i) la flessione dei volumi approvvigionati di gas in linea con il calo delle vendite, i minori costi unitari di approvvigionamento, nonché la circostanza che nel primo trimestre 2006 vennero rilevati maggiori costi di approvvigionamento connessi all'emergenza climatica della stagione invernale 2005-2006; (ii) i minori costi di manutenzione delle raffinerie. Questi decrementi sono stati parzialmente assorbiti dai maggiori costi operativi dell'*upstream* e dai maggiori costi di approvvigionamento dei *feedstock* petroliferi e petrolchimici.

Il **costo lavoro** (2.739 milioni di euro) è aumentato di 66 milioni di euro (+2,5%) per effetto essenzialmente della crescita del costo lavoro unitario in Italia e all'estero, e dell'incremento dell'occupazione media all'estero nel settore Ingegneria & Costruzioni, in relazione ai maggiori livelli di attività, e nel settore Exploration & Production per effetto dell'acquisizione di *asset*. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti, oltre che dall'effetto cambio, dalla rilevazione del provento non ricorrente (74 milioni di euro) derivante dalla rideterminazione (c.d. *curtailment*) del fondo Trattamento di Fine Rapporto pregresso, a seguito delle modifiche introdotte dalla Finanziaria 2007, relative alla destinazione delle quote maturande, che hanno modificato la natura dell'istituto da programma a benefici definiti a programma a contributi definiti. Tale rideterminazione si basa essenzialmente sull'esclusione dal calcolo attuariale delle retribuzioni future e delle relative ipotesi di incremento.

Occupazione

(unità)	31 dicembre	30 settembre	Var. ass	Var. %
	2006	2007		
Exploration & Production	8.336	9.132	796	9,5
Gas & Power	12.074	11.826	(248)	(2,1)
Refining & Marketing	9.437	9.412	(25)	(0,3)
Petrolchimica	6.025	6.805	780	12,9
Ingegneria & Costruzioni	30.902	32.634	1.732	5,6
Altre attività	2.219	1.412	(807)	(36,4)
Corporate e società finanziarie	4.579	4.780	201	4,4
	73.572	76.001	2.429	3,3

L'**occupazione** al 30 settembre 2007 è di 76.001 unità con un aumento di 2.429 unità rispetto al 31 dicembre 2006 (+3,3%).

In Italia, l'occupazione (40.186 unità) è aumentata di 421 unità per effetto essenzialmente del saldo positivo di 429 unità tra le assunzioni e le risoluzioni e degli aumenti connessi alla variazione dell'area di consolidamento.

Nei nove mesi 2007 sono state effettuate 1.840 assunzioni (di cui 1.316 a tempo indeterminato) e 1.411 risoluzioni (di cui 885 relative a rapporti a tempo indeterminato).

All'estero, l'occupazione (35.815 unità) è aumentata di 2.008 unità per effetto essenzialmente dell'assunzione nel settore Ingegneria & Costruzioni di personale con contratto a tempo determinato e dell'acquisizione di nuove attività da parte del settore Exploration & Production (Dominion Resources e Maurel&Prom).

Ammortamenti e svalutazioni

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
1.108	1.377	269	24,3	Exploration & Production	3.228	3.893	665	20,6
182	168	(14)	(7,7)	Gas & Power	502	501	(1)	(0,2)
114	107	(7)	(6,1)	Refining & Marketing	333	323	(10)	(3,0)
30	28	(2)	(6,7)	Petrolchimica	91	84	(7)	(7,7)
52	58	6	11,5	Ingegneria & Costruzioni	139	177	38	27,3
	1	1	..	Altre attività	4	3	(1)	(25,0)
12	15	3	25,0	Corporate e società finanziarie	49	46	(3)	(6,1)
	(3)	(3)		Effetto eliminazione utili interni	(2)	(7)	(5)	
1.498	1.751	253	16,9	Totale ammortamenti	4.344	5.020	676	15,6
2	(3)	(5)	..	Svalutazioni	190	34	(156)	(82,1)
1.500	1.748	248	16,5		4.534	5.054	520	11,5

Gli **ammortamenti** (5.020 milioni di euro) sono aumentati di 676 milioni di euro rispetto ai nove mesi del 2006 (+15,6%) essenzialmente nel settore Exploration & Production (665 milioni di euro), in relazione ai maggiori costi di ricerca esplorativa (709 milioni di euro a cambi costanti), al consolidamento delle attività acquisite nel Golfo del Messico e in Congo e all'impatto sugli ammor-

tamenti dell'aggiornamento delle stime dei costi di smantellamento e ripristino, relativi a giacimenti in Italia e Stati Uniti, rilevato nel Bilancio 2006, i cui effetti sono stati parzialmente attenuati dall'effetto cambio.

Le **svalutazioni** dei nove mesi (34 milioni di euro) riguardano essenzialmente attività minerarie.

Utile operativo

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo per settore di attività:

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
4.041	3.309	(732)	(18,1)	Exploration & Production	12.439	9.859	(2.580)	(20,7)
592	590	(2)	(0,3)	Gas & Power	2.499	2.696	197	7,9
250	282	32	12,8	Refining & Marketing	705	702	(3)	(0,4)
31	5	(26)	(83,9)	Petrochimica	100	216	116	..
145	211	66	45,5	Ingegneria & Costruzioni	356	601	245	68,8
(185)	(51)	134	72,4	Altre attività	(401)	(282)	119	29,7
(65)	(23)	42	64,6	Corporate e società finanziarie	(207)	(122)	85	41,1
19	56	37		Effetto eliminazione utili interni	(121)	32	153	
4.828	4.379	(449)	(9,3)		15.370	13.702	(1.668)	(10,9)

Utile operativo *adjusted*

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo *adjusted* per settore di attività:

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
4.828	4.379	(449)	(9,3)	Utile operativo	15.370	13.702	(1.668)	(10,9)
82	(238)			Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(253)	(345)		
217	104			Esclusione <i>special item</i> :	597	337		
				<i>di cui</i> :				
57				Oneri (proventi) non ricorrenti	57	56		
160	104			Altri <i>special item</i>	540	281		
5.127	4.245	(882)	(17,2)	Utile operativo <i>adjusted</i>	15.714	13.694	(2.020)	(12,9)
				<i>Dettaglio per settore di attività:</i>				
4.095	3.309	(786)	(19,2)	Exploration & Production	12.568	9.924	(2.644)	(21,0)
619	581	(38)	(6,1)	Gas & Power	2.613	2.783	170	6,5
363	119	(244)	(67,2)	Refining & Marketing	642	424	(218)	(34,0)
37	30	(7)	..	Petrochimica	65	219	154	..
145	211	66	45,5	Ingegneria & Costruzioni	356	590	234	65,7
(94)	(43)	51	54,3	Altre attività	(222)	(159)	63	28,4
(57)	(18)	39	68,4	Corporate e società finanziarie	(187)	(119)	68	36,4
19	56	37		Effetto eliminazione utili interni	(121)	32	153	
5.127	4.245	(882)	(17,2)		15.714	13.694	(2.020)	(12,9)

Terzo trimestre

L'**utile operativo *adjusted***, che esclude l'utile di magazzino di 238 milioni di euro e *special item* di 104 milioni di euro, ammonta nel trimestre a 4.245 milioni di euro con una diminuzione di 882 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2006, pari al 17,2%, per effetto della flessione registrata nei settori: (i) Exploration & Production, a causa essenzialmente dell'impatto negativo dell'apprezzamento del 7,9% dell'euro rispetto al dollaro, alla mino-

re produzione venduta (-5,6 milioni di boe), nonché ai maggiori costi e all'aumento degli ammortamenti riferito in particolare alla maggiore attività di ricerca esplorativa, e (ii) Refining & Marketing a seguito del peggioramento della *performance* dell'attività di raffinazione per effetto dell'andamento negativo dello scenario, che ha penalizzato in particolare la redditività delle lavorazioni complesse, nonché dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro.

Nove mesi

L'**utile operativo adjusted**, che esclude l'utile di magazzino di 345 milioni di euro e *special item* costituiti da oneri netti di 337 milioni di euro, ammonta a 13.694 milioni di euro con una diminuzione di 2.020 milioni di euro, pari al 12,9%, rispetto ai nove mesi del 2006, per effetto essenzialmente della flessione della *performance* operativa dei settori: (i) Exploration & Production (-2.644 milioni di euro, pari al 21%) che riflette l'apprezzamento dell'8% dell'euro rispetto al dollaro, la minore produzione venduta (-17,8 milioni di boe) nonché i maggiori costi operativi e ammortamenti; (ii) Refining & Marketing (-218 milioni di euro, pari al 34%) per effetto della riduzione dei margini di raffinazione realizzati, in particolare sulle lavorazioni complesse, nonché dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro.

Tali diminuzioni sono state parzialmente compensate dal miglioramento della *performance* registrato nei settori:

- **Ingegneria & Costruzioni** (+234 milioni di euro; +65,7%), dovuto al buon andamento del mercato dei servizi petroliferi;
- **Petrochimica** (+154 milioni di euro), dovuto alla ripresa dei margini di vendita dei prodotti e all'impatto sui risultati del 2006 dell'incidente occorso alla raffineria di Priolo;
- **Gas & Power** (+170 milioni di euro; +6,5%), per effetto essenzialmente della favorevole evoluzione del quadro regolatorio e della circostanza che nel primo trimestre 2006 vennero rilevati maggiori oneri di approvvigionamento a fronte dell'emergenza gas verificatasi nei mesi invernali 2005-2006. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione delle vendite di gas delle società consolidate (-2,16 miliardi di metri cubi, pari al 3,5%) a causa delle condizioni climatiche eccezionalmente miti registrate nel primo trimestre e dall'impatto negativo dello scenario sui margini del gas.

Proventi (oneri) finanziari netti

Gli **oneri finanziari netti** di 27 milioni di euro sono aumentati di 136 milioni di euro rispetto ai nove mesi del 2006, quando furono rilevati proventi finanziari netti di 109 milioni di euro. Il peggioramento riflette essenzialmente:

- (i) la circostanza che nei nove mesi del 2006 vennero rilevati maggiori proventi sulla valutazione a *fair value* con effetto a conto economico degli strumenti finanziari derivati. L'effetto della valutazione a *fair value* di tali strumenti finanziari derivati è imputata a conto economico, anziché correlarla alle attività, passività e impegni alle quali i derivati si riferiscono, perché i relativi contratti non soddisfano le condizioni formali per essere qualificati di copertura ai fini IFRS; tra questi è compresa la componente "*time value*" di alcuni derivati di copertura del rischio *commodity* (*cash flow hedge*) attivati nel primo trimestre a fronte delle operazioni di acquisto di riserve *proved* e *unproved* effettuate nei nove mesi (82 milioni di euro; vedi a questo proposito il commento al capitale d'esercizio netto);
- (ii) l'impatto sugli oneri finanziari dell'incremento dell'indebitamento finanziario netto e dei tassi d'interesse sui finanziamenti in euro (Euribor +1,2 punti percentuali) e in dollari (Libor +0,4 punti percentuali).

Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati dalla rilevazione del provento di 127 milioni di euro derivante dalla valutazione a *fair value* con imputazione dell'effetto netto a conto economico sia della partecipazione del 20% in OAO Gazprom Neft, sia dell'opzione di acquisto (*call option*) attribuita da Eni a Gazprom a valore sull'intero 20% di OAO Gazprom Neft. Tale provento netto corrisponde alla remunerazione finanziaria prevista contrattualmente per l'esercizio della predetta *call option* (vedi a questo proposito il commento al capitale di esercizio netto).

Proventi netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi su partecipazioni per settore di attività relativa ai nove mesi del 2007 è illustrata nella tabella seguente:

Primi nove mesi 2007	(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		9	324	152	67	550
Dividendi		112	2	21		135
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni		8			290	301
Altri oneri netti		(7)				
		122	326	173	357	986

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a 986 milioni di euro e riguardano: (i) le quote di competenza dei risultati netti di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (550 milioni di euro), in particolare nei settori Gas & Power, Refining & Marketing e Ingegneria & Costruzioni; (ii) le plusvalenze nette realizzate nella cessione da parte del settore Ingegneria & Costruzioni della partecipazione in

Haldor Topsøe AS (264 milioni di euro) e del gruppo Camon (25 milioni di euro); (iii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (135 milioni di euro).

L'analisi della variazione positiva di 240 milioni di euro rispetto ai nove mesi del 2006 è illustrata nella tabella seguente:

Terzo trimestre			(milioni di euro)	Primi nove mesi		
2006	2007	Var. ass.		2006	2007	Var. ass.
251	202	(49)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	631	550	(81)
37	4	(33)	Dividendi	94	135	41
(4)	290	294	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	21	301	280
(5)	(1)	4	Altri proventi netti			
279	495	216		746	986	240

Imposte sul reddito

Terzo trimestre			(milioni di euro)	Primi nove mesi		
2006	2007	Var. ass.		2006	2007	Var. ass.
Utile ante imposte						
1.149	875	(274)	Italia	4.462	4.223	(239)
3.916	3.947	31	Eestero	11.763	10.438	(1.325)
5.065	4.822	(243)		16.225	14.661	(1.564)
Imposte sul reddito						
462	411	(51)	Italia	1.758	1.666	(92)
2.091	1.952	(139)	Eestero	6.342	5.370	(972)
2.553	2.363	(190)		8.100	7.036	(1.064)
Tax rate (%)						
40,2	47,0	6,8	Italia	39,4	39,5	0,1
53,4	49,5	(3,9)	Eestero	53,9	51,4	(2,5)
50,4	49,0	(1,4)		49,9	48,0	(1,9)

Le **imposte sul reddito** (7.036 milioni di euro) sono diminuite di 1.064 milioni di euro, pari al 13,1%, per effetto essenzialmente della diminuzione dell'utile prima delle imposte di 1.564 milioni di euro. Il *tax rate* di Gruppo del 48,0% si riduce di 1,9 punti percentuali rispetto al valore dei nove mesi del 2006 (49,9%) riflettendo: (i) la minore incidenza sull'utile ante imposte dell'utile prodotto dal settore Exploration & Production che opera in paesi a elevata fiscalità; (ii) maggiori proventi su partecipazioni soggetti a fiscalità ridotta; (iii) lo stanziamento di imposte differite attive relative all'incremento dei valori fiscali riconosciuti delle attività e delle passività delle società italiane, determinatosi in occasione del rinnovo dell'opzione per la tassazione di Gruppo. Questi decrementi sono stati parzialmente assorbiti dall'au-

mento dell'aliquota fiscale in Algeria a partire dal secondo semestre 2006.

Il *tax rate adjusted*, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto dell'utile/perdita di magazzino e degli *special item*, è del 49,1% (48,5% nei nove mesi del 2006).

Utile di competenza di terzi azionisti

L'**utile di competenza di terzi azionisti** (624 milioni di euro) riguarda essenzialmente Snam Rete Gas SpA (192 milioni di euro) e Saipem SpA (428 milioni di euro). Quest'ultimo comprende la quota di competenza di terzi azionisti delle plusvalenze derivanti dalla cessione della partecipazione in Haldor Topsøe AS e Camon.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

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*).

Stato patrimoniale riclassificato^(a)

(milioni di euro)	31.12.2006	30.06.2007	30.09.2007	Var. ass. vs 31.12.2006	Var. ass. vs 30.06.2007
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	44.312	45.999	49.029	4.717	3.030
Altre immobilizzazioni	629	614	585	(44)	(29)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.827	1.899	1.987	160	88
Attività immateriali	3.753	3.962	4.335	582	373
Partecipazioni	4.246	5.209	5.473	1.227	264
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	557	366	388	(169)	22
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.090)	(1.178)	(1.296)	(206)	(118)
	54.234	56.871	60.501	6.267	3.630
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	4.752	4.936	5.272	520	336
Crediti commerciali	15.230	13.388	14.383	(847)	995
Debiti commerciali	(10.528)	(9.751)	(10.375)	153	(624)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(5.396)	(6.880)	(7.415)	(2.019)	(535)
Fondi per rischi e oneri	(8.614)	(8.208)	(8.280)	334	(72)
Altre attività (passività) d'esercizio:					
- Partecipazioni		2.581	2.520	2.520	(61)
- Altre attività (passività) ^(b)	(641)	(711)	(727)	(86)	(16)
	(5.197)	(4.645)	(4.622)	575	23
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.071)	(936)	(934)	137	2
Attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto		128	114	114	(14)
Capitale investito netto	47.966	51.418	55.059	7.093	3.641
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	41.199	42.296	43.629	2.430	1.333
Indebitamento finanziario netto	6.767	9.122	11.430	4.663	2.308
Coperture	47.966	51.418	55.059	7.093	3.641

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio vedi il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" alle pagine 52 e 53 della relazione semestrale consolidata al 30 giugno 2007.

(b) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di 269 milioni di euro (302 milioni al 30 giugno 2007 e 245 milioni al 31 dicembre 2006) e titoli a copertura delle riserve tecniche dell'attività assicurativa di Eni di 482 milioni di euro (515 milioni al 30 giugno 2007 e 417 milioni al 31 dicembre 2006).

L'apprezzamento dell'euro, in particolare sul dollaro, rispetto al 31 dicembre 2006 (cambio EUR/USD 1,418 al 30 settembre 2007 contro 1,317 al 31 dicembre 2006, +7,7%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 30 settembre 2007, una diminuzione del valore contabile del capitale investito netto di circa 1.700 milioni di euro, del patrimonio netto di circa 1.250 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di circa 450 milioni di euro.

Il **capitale investito netto** al 30 settembre 2007 ammonta a 55.059 milioni di euro con un incremento di 7.093 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2006.

Capitale immobilizzato

Il **capitale immobilizzato** (60.501 milioni di euro) aumenta di 6.267 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2006 (54.234 milioni di euro), per effetto degli investimenti tecnici (6.936 milioni di euro) e delle acquisizioni di *asset* e partecipazioni, parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni (5.054 milioni di euro) e dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro nella conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Nella voce **Altre immobilizzazioni** del capitale immobilizzato, sono comprese per un valore di libro di 829 milioni di dollari (pari a 585 milioni di euro al cambio EUR/USD al 30 settembre 2007) 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, la unilaterale risoluzione di tale contratto. Conseguentemente, da tale data la conduzione delle attività è stata assunta da PDVSA. Nel novembre 2006, Eni, ferma restando la propria disponibilità ad una soluzione negoziale, ha avviato un procedimento arbitrale per tutelare i propri diritti presso l'*International Centre for Settlement of Investment Disputes* (ICSID), organismo della Banca Mondiale preposto alla risoluzione delle controversie in caso di violazione dei trattati bilaterali per la protezione degli investimenti, quale quello in vigore tra il Venezuela e i Paesi Bassi. In particolare, sulla base dei pareri dei propri consulenti legali interni ed esterni, Eni ritiene di aver diritto

ad un indennizzo corrispondente al valore di mercato del contratto di servizio terminato da PDVSA, da determinarsi secondo la consolidata prassi internazionale sulla base dei profitti attesi per un importo corrispondente al valore attuale netto dei flussi di cassa futuri che sarebbero stati prodotti dalle attività di Dación. Eni ha stimato tale valore attuale conformemente al metodo adottato dall'industria petrolifera, con riferimento alla propria quota della produzione futura del giacimento e ai relativi costi attesi di investimento e di esercizio, attualizzando i flussi di cassa con un tasso di sconto che remunera il costo del capitale e il premio per il rischio specifico delle attività in oggetto. Da tale valutazione, pienamente confermata da esperti indipendenti, risulta che il valore di mercato delle immobilizzazioni dedicate al contratto di Dación non è inferiore al loro valore di libro: conseguentemente le stesse non sono state oggetto di svalutazione. In base alla convenzione ICSID, il lodo arbitrale di un Tribunale ICSID che riconosca a Eni il diritto ad un indennizzo sarebbe vincolante per le parti e direttamente eseguibile al pari di una sentenza definitiva di un tribunale appartenente alla giurisdizione di ciascuno dei 143 Stati che hanno ratificato la Convenzione. Pertanto, qualora lo Stato del Venezuela rifiutasse il volontario adempimento al lodo arbitrale e il pagamento dell'indennizzo, Eni potrebbe soddisfare il proprio credito su qualunque bene dello Stato del Venezuela pressoché ovunque localizzato, salvo quanto previsto dalle leggi nazionali sulle immunità riconosciute agli Stati sovrani.

Nella voce **Partecipazioni** è compresa la quota del 60% nella società Arctic Russia BV (ex Eni Russia BV) che possiede il 100% delle tre società russe attive nella ricerca e produzione di gas naturale acquisite, in *partnership* con Enel, il 4 aprile 2007, in esito all'aggiudicazione dell'asta per il secondo lotto degli *asset* ex-Yukos, nell'ambito della relativa procedura di liquidazione. I due partner hanno attribuito a Gazprom la *call option* sul 51% delle società acquisite esercitabile entro 24 mesi a partire dalla data di aggiudicazione dell'asta. Eni valuta la partecipazione in Arctic Russia BV sulla base del metodo del patrimonio netto in quanto, sulla base agli accordi in essere, si realizza la fattispecie di controllo congiunto. L'*equity interest* applicato è quello corrente del 60% che non tiene conto del possibile esercizio della *call option* da parte di Gazprom.

Capitale di esercizio netto

Il **capitale di esercizio netto** (4.622 milioni di euro) è aumentato di 575 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2006 per effetto principalmente: (i) dell'acquisto della partecipazione del 20% nella società di diritto russo OAO Gazprom Neft (vedi il successivo paragrafo "Partecipazioni" del capitale di esercizio netto); (ii) dell'incremento delle rimanenze valutate al costo medio ponderato, dovuto all'impatto della crescita delle quotazioni in euro dei greggi e dei prodotti nel terzo trimestre 2007 rispetto al quarto trimestre 2006; (iii) della rilevazione del credito a fronte del dividendo deliberato da OAO Gazprom Neft il 22 giugno 2007 e non ancora distribuito. Questi incrementi sono stati parzialmente compensati:

- (i) dall'aumento dei debiti tributari e del fondo imposte netto in relazione allo stanziamento delle imposte sul reddito del periodo e alla circostanza che le accise sui prodotti petroliferi venduti in Italia nella prima metà del mese di dicembre sono versate nello stesso mese (a differenza del regime ordinario che prevede il versamento nel mese successivo). Tali effetti sono stati in parte assorbiti dal pagamento del saldo delle imposte dovute per il 2006 dalle società residenti in Italia e dallo stanziamento di imposte differite attive e da minori debiti per imposte correnti sulle perdite da valutazione al *fair value* di derivati *cash flow hedge* (vedi di seguito);
- (ii) dalla variazione negativa del *fair value* di derivati di copertura *cash flow hedge* (1.072 milioni di euro), posti in essere per stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006, in considerazione delle acquisizioni di *asset* in produzione, in sviluppo e in fase esplorativa realizzate nel 2007 nell'*onshore* del Congo dalla società francese Maurel & Prom e nel Golfo del Messico dalla società statunitense Dominion.

Gli strumenti derivati posti in essere sono in parte contratti di vendita a termine a prezzo fisso, in parte opzioni di vendita e d'acquisto con identica data di esercizio esercitabili al verificarsi di prezzi di mercato del greggio di riferimento rispettivamente inferiori o superiori a quelli stabiliti. Le variazioni del *fair value* dei derivati in oggetto sono sospese a patrimonio netto, ad eccezione di quelle determinate essenzialmente da oscillazioni del prezzo di mercato all'interno di quelli previsti dalle

opzioni di vendita e d'acquisto (componente "*time value*"), che sono imputate a conto economico fra gli oneri finanziari in quanto inefficaci ai fini della copertura. Tale fattore negativo è stato parzialmente assorbito dall'incremento del *fair value* di strumenti finanziari derivati a copertura del rischio cambio per effetto essenzialmente del deprezzamento del dollaro USA.

La voce del capitale di esercizio netto **Partecipazioni** accoglie il valore attribuito alla partecipazione del 20% nel capitale sociale di OAO Gazprom Neft, società quotata alla Borsa di Londra, acquisita il 4 aprile 2007 in esito all'aggiudicazione dell'asta per il secondo lotto degli *asset* ex-Yukos nell'ambito della relativa procedura di liquidazione. Tale classificazione è stata effettuata in considerazione dell'opzione di acquisto attribuita a Gazprom sull'intero 20% di OAO Gazprom, esercitabile entro 24 mesi a partire dalla data di aggiudicazione dell'asta, ad un prezzo corrispondente a quello di aggiudicazione (3,7 miliardi di dollari), detratti i dividendi e incrementato degli eventuali aumenti di capitale della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% e dei costi accessori di finanziamento. In applicazione della *fair value option* prevista dallo IAS 39, la partecipazione è valutata al *fair value* con imputazione degli effetti della variazione del *fair value* a conto economico, anziché tra le riserve di patrimonio netto, al fine di assicurare l'asimmetria con la rappresentazione a conto economico della relativa *call option*. Pertanto il valore di iscrizione della partecipazione è pari al suo *fair value*, espresso dalla quotazione di borsa, rettificato del *fair value* attribuito all'opzione di acquisto e corrisponde al prezzo d'esercizio dell'opzione al 30 settembre 2007.

Le **attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto** di 114 milioni di euro riguardano la partecipazione del settore Ingegneria & Costruzioni nella Gaztransport et Technigaz SAS, società che possiede il brevetto per la costruzione di serbatoi per il trasporto di GNL.

L'incidenza dei settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing sul capitale investito netto è dell'89% (90% al 31 dicembre 2006).

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 inve-

stito 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)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 30 settembre 2007	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto <i>adjusted</i>	5.732	2.915	460	9.790
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	103
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	5.732	2.915	460	9.893
<i>Capitale investito netto adjusted</i>				
a inizio periodo	18.733	17.001	5.583	46.220
a fine periodo	24.111	18.700	5.762	54.997
Capitale investito netto medio <i>adjusted</i>	21.422	17.851	5.673	50.609
ROACE <i>adjusted</i> (%)	26,8	16,3	8,1	19,5

Assumendo al 30 settembre 2007 l'esercizio da parte di Gazprom delle opzioni per l'acquisto del 20% di OAO Gazprom Neft e del 51% delle tre società russe del gas

naturale ex-Yukos (quota Eni 60%), il ROACE di Gruppo e della divisione Exploration & Production si ridetermina rispettivamente in 20,1% e 28,9%.

(milioni di euro)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 30 settembre 2006	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto <i>adjusted</i>	7.547	2.629	735	10.983
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	33
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	7.547	2.629	735	11.016
<i>Capitale investito netto adjusted</i>				
a inizio periodo	19.299	17.514	5.252	46.438
a fine periodo	18.733	17.037	5.802	45.909
Capitale investito netto medio <i>adjusted</i>	19.016	17.276	5.527	46.174
ROACE <i>adjusted</i> (%)	39,7	15,2	13,3	23,9

(milioni di euro)

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi il 31 dicembre 2006	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto <i>adjusted</i>	7.279	2.862	629	11.018
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	-	-	-	46
Utile netto <i>adjusted unlevered</i>	7.279	2.862	629	11.064
<i>Capitale investito netto adjusted</i>				
a inizio periodo	20.206	18.978	5.993	49.692
a fine periodo	18.590	18.864	5.766	47.999
Capitale investito netto medio <i>adjusted</i>	19.398	18.921	5.880	48.846
ROACE <i>adjusted</i> (%)	37,5	15,1	10,7	22,7

Indebitamento finanziario netto e *leverage*

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)

	31.12.2006	30.06.2007	30.09.2007	Var. ass. vs 31.12.2006	Var. ass. vs 30.06.2007
Debiti finanziari e obbligazionari	11.699	16.141	15.701	4.002	(440)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	4.290	9.061	7.244	2.954	(1.817)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	7.409	7.080	8.457	1.048	1.377
Disponibilità liquide ed equivalenti	(3.985)	(6.368)	(3.676)	309	2.692
Titoli non strumentali all'attività operativa	(552)	(214)	(178)	374	36
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(395)	(437)	(417)	(22)	20
Indebitamento finanziario netto	6.767	9.122	11.430	4.663	2.308
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	41.199	42.296	43.629	2.430	1.333
<i>Leverage</i>	0,16	0,22	0,26	0,10	0,04

L'indebitamento finanziario netto al 30 settembre 2007 di 11.430 milioni di euro è aumentato di 4.663 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2006. L'elevato flusso di cassa generato dalla gestione (13.049 milioni di euro), su cui hanno inciso fattori di stagionalità, nonché gli incassi da dismissione (631 milioni di euro) e l'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, sono stati assorbiti dai fabbisogni connessi: (i) alle acquisizioni di partecipazioni e *asset* (8.711 milioni di euro) riferite essenzialmente alle partecipazioni del 20% in OAO Gazprom Neft e del 60% nelle tre società russe attive nel gas in esito all'aggiudicazione dell'asta per il Lotto 2 degli *asset* ex-Yukos (3,7 miliardi di euro), alle attività *upstream* della Dominion Resources nel Golfo del Messico (3,5 miliardi di euro) e agli *asset* petroliferi *onshore* in Congo (circa un miliardo di euro), nonché dell'ulteriore quota del 16,11% nella Ceska Rafinerska (0,2 miliardi di euro) con la quale Eni ha portato la propria partecipazione al 32,4%; (ii) agli investimenti tecnici (6.936 milioni di euro); (iii) al pagamento del dividendo 2006 (2.582 milioni di euro, di cui 2.384 milioni di euro da parte di Eni SpA riferiti al saldo del dividendo 2006, 149 e 71 milioni di euro rispettivamente da parte di Snam Rete Gas SpA e Saipem SpA); (iv) all'acquisto di azioni proprie da parte di Eni SpA (486 milioni di euro), Snam Rete Gas SpA e Saipem SpA (complessivamente 353 milioni di euro).

Nel periodo 1° gennaio-30 settembre 2007, sono state acquistate 19,62 milioni di azioni proprie per il corrispettivo di 486 milioni di euro (in media 24,772 euro per azio-

ne). Dalla data di inizio del programma (1° settembre 2000), sono state acquistate 355 milioni di azioni, pari all'8,85% del capitale sociale, per il corrispettivo di 5.998 milioni di euro (in media 16,915 euro per azione).

I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a 15.701 milioni di euro, di cui 7.244 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 1.047 milioni di euro) e 8.457 milioni di euro a lungo termine.

Il ***leverage***, rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti, passa dallo 0,16 al 31 dicembre 2006 allo 0,26 al 30 settembre 2007. Assumendo al 30 settembre 2007 l'esercizio da parte di Gazprom delle opzioni per l'acquisto del 20% di OAO Gazprom Neft e del 51% delle tre società russe del gas naturale ex-Yukos (Eni 60%), il *leverage* si ridetermina in 0,19.

Rispetto al 30 giugno 2007, l'indebitamento finanziario netto è aumentato di 2.308 milioni di euro per effetto degli esborsi relativi: (i) alle acquisizioni degli *asset upstream* nel Golfo del Messico (3,5 miliardi di euro) e di *asset* nel *downstream* petrolifero (0,2 miliardi di euro); (ii) agli investimenti tecnici di periodo (2.679 milioni di euro); (iii) all'acquisto di azioni proprie (147 milioni di euro da parte di Eni SpA). Questi esborsi sono stati parzialmente compensati dal flusso di cassa generato dalle attività di esercizio nel trimestre (3.366 milioni di euro) e dagli incassi da dismissione (455 milioni di euro).

PROSPETTO DELLE PRINCIPALI VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(milioni di euro)

Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2006	41.199
Utile netto	7.625
Utili (perdite) iscritti direttamente a riserva da <i>cash flow hedge</i>	(617)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.384)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(227)
Acquisto di azioni proprie Eni SpA	(486)
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione dei dirigenti	44
Effetto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di società consolidate (Snam Rete Gas e Saipem SpA)	(191)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(1.242)
Altre variazioni	(92)
Totale variazioni	2.430
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 30 settembre 2007	43.629
<i>di competenza:</i>	
Eni	41.266
terzi azionisti	2.363

Il **patrimonio netto** al 30 settembre 2007 (43.629 milioni di euro) è aumentato di 2.430 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2006, per effetto essenzialmente dell'utile netto del periodo prima degli interessi di terzi azionisti (7.625 milioni di euro), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dal pagamento dei dividen-

di, dall'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, dalle perdite iscritte a riserva derivanti dalla valutazione a *fair value* dei derivati *cash flow hedge* (617 milioni di euro, al netto del relativo effetto fiscale di 374 milioni di euro)¹ e dall'acquisto di azioni proprie.

(1) Vedi a questo proposito il commento al capitale d'esercizio netto.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

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 debi-

ti/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.

Rendiconto finanziario riclassificato ^(a)

Terzo trimestre			(milioni di euro)	Primi nove mesi		
2006	2007	Var. ass.		2006	2007	Var. ass.
2.512	2.459	(53)	Utile netto	8.125	7.625	(500)
<i>a rettifica:</i>						
1.610	1.566	(44)	Ammortamenti e altri componenti non monetari	4.185	4.437	252
5	(285)	(290)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(55)	(311)	(256)
2.538	2.348	(190)	Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	8.121	6.718	(1.403)
6.665	6.088	(577)	Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	20.376	18.469	(1.907)
(1.181)	(1.375)	(194)	Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(177)	(452)	(275)
(929)	(1.347)	(418)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(4.976)	(4.968)	8
4.555	3.366	(1.189)	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	15.223	13.049	(2.174)
(1.835)	(2.679)	(844)	Investimenti tecnici	(4.889)	(6.936)	(2.047)
(12)	(3.776)	(3.764)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(76)	(8.711)	(8.635)
23	455	432	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	127	631	504
(126)	82	208	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(46)	288	334
2.605	(2.552)	(5.157)	Free cash flow	10.339	(1.679)	(12.018)
(3)	148	151	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	463	378	(85)
(378)	(148)	230	Variazione debiti finanziari a breve e lungo	(1.521)	4.486	6.007
(260)	(117)	143	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.031)	(3.383)	648
17	(23)	(40)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(124)	(111)	13
1.981	(2.692)	(4.673)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	5.126	(309)	(5.435)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

Terzo trimestre			(milioni di euro)	Primi nove mesi		
2006	2007	Var. ass.		2006	2007	Var. ass.
2.605	(2.552)	(5.157)	Free cash flow	10.339	(1.679)	(12.018)
Debiti e crediti finanziari società acquisite						
	(3)	(3)	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	1	(27)	(28)
199	364	165	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	316	426	110
(260)	(117)	143	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.031)	(3.383)	648
2.544	(2.308)	(4.852)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	6.625	(4.663)	(11.288)

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio vedi il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" alle pagine 54 e 55 della relazione semestrale consolidata al 30 giugno 2007.

Investimenti tecnici

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
1.152	1.725	573	49,7	Exploration & Production	3.266	4.562	1.296	39,7
311	362	51	16,4	Gas & Power	721	888	167	23,2
141	231	90	63,8	Refining & Marketing	373	550	177	47,5
18	32	14	77,8	Petrochimica	52	88	36	69,2
179	311	132	73,7	Ingegneria & Costruzioni	403	821	418	..
20	8	(12)	(60,0)	Altre attività	34	43	9	26,5
14	20	6	42,9	Corporate e società finanziarie	40	48	8	20,0
	(10)	(10)		Effetto eliminazione utili interni		(64)	(64)	
1.835	2.679	844	46,0		4.889	6.936	2.047	41,9

Gli investimenti tecnici effettuati nei nove mesi del 2007 ammontano a 6.936 milioni di euro (4.899 milioni di euro nei nove mesi del 2006), di cui l'86,5% nei settori

Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing. Di seguito, l'analisi per settore.

Exploration & Production

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
10		(10)	..	Acquisto di riserve proved e unproved	13	96	83	..
				Italia				
10		(10)	..	Africa Settentrionale	10	11	1	..
				Africa Occidentale				
				Resto del mondo	3	85	82	..
263	449	186	70,7	Esplorazione	642	1.197	555	86,4
33	24	(9)	(27,3)	Italia	90	86	(4)	(4,4)
72	105	33	45,8	Africa Settentrionale	179	274	95	53,1
11	51	40	..	Africa Occidentale	105	188	83	79,0
56	30	(26)	(46,4)	Mare del Nord	99	154	55	55,6
91	239	148	..	Resto del mondo	169	495	326	..
862	1.258	396	45,9	Sviluppo	2.573	3.223	650	25,3
96	144	48	50,0	Italia	270	398	128	47,4
189	233	44	23,3	Africa Settentrionale	492	628	136	27,6
197	349	152	77,2	Africa Occidentale	570	871	301	52,8
98	102	4	4,1	Mare del Nord	285	305	20	7,0
282	430	148	52,5	Resto del mondo	956	1.021	65	6,8
17	18	1	5,9	Altro	38	46	8	21,1
1.152	1.725	573	49,7		3.266	4.562	1.296	39,7

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (4.562 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo, realizzati prevalentemente all'estero, in particolare in Kazakhstan, Egitto, Angola e Congo. In Italia, gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione pozzi di sviluppo e di completamento in Val d'Agri, nonché interventi di sidetrack e di infilling nelle aree mature.

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato per il 93% le attività all'estero, in particolare Golfo del Messico, Egitto, Norvegia, Nigeria e Brasile. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area della Sicilia *offshore*.

L'acquisto di riserve *proved* e *unproved* ha riguardato l'acquisto del 70% del giacimento Nikaitchuq in Alaska, raggiungendo il 100% della titolarità.

Nei nove mesi del 2007, gli investimenti tecnici aumentano di 1.296 milioni di euro rispetto ai nove mesi del 2006 (+39,7%), per effetto essenzialmente della crescita

nella ricerca esplorativa nel Golfo del Messico, Egitto, Norvegia, Brasile e Indonesia e della maggiore attività di sviluppo in Congo, Egitto, Italia e Angola.

Gas & Power

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
269	267	(2)	(0,7)	Italia	617	684	67	10,9
42	95	53	..	Estero	104	204	100	96,2
311	362	51	16,4		721	888	167	23,2
28	13	(15)	(53,6)	Mercato	41	29	(12)	(29,3)
	1	1	..	Italia		1	1	..
28	12	(16)	(57,1)	Estero	41	28	(13)	(31,7)
37	42	5	13,5	Distribuzione	104	98	(6)	(5,8)
185	272	87	47,0	Trasporto	437	638	201	46,0
171	189	18	10,5	Italia	374	462	88	23,5
14	83	69	..	Estero	63	176	113	..
61	35	(26)	(42,6)	Generazione elettrica	139	123	(16)	(11,5)
311	362	51	16,4		721	888	167	23,2

Gli investimenti tecnici del settore Gas & Power (888 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (462 milioni di euro); (ii) il potenziamento dei gasdotti di importazione (176 milioni di euro); (iii) il proseguimento del programma di costru-

zione delle centrali a ciclo combinato per la generazione di energia elettrica (123 milioni di euro), in particolare presso il sito di Ferrara; (iv) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione del gas naturale in Italia (98 milioni di euro).

Refining & Marketing

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
109	213	104	95,4	Italia	306	496	190	62,1
32	18	(14)	(43,8)	Estero	67	54	(13)	(19,4)
141	231	90	63,8		373	550	177	47,5
75	178	103	..	Raffinazione, supply e logistica	237	392	155	65,4
75	178	103	..	Italia	237	392	155	65,4
66	53	(13)	(19,7)	Marketing	133	138	5	3,8
34	35	1	2,9	Italia	66	84	18	27,3
32	18	(14)	(43,8)	Estero	67	54	(13)	(19,4)
				Altre Attività	3	20	17	..
141	231	90	63,8		373	550	177	47,5

Gli investimenti tecnici del settore Refining & Marketing (550 milioni di euro) hanno riguardato: (i) l'attività di raffinazione, *supply* e di logistica in Italia (392 milioni di euro), essenzialmente per il miglioramento della

performance impiantistica e l'incremento della flessibilità operativa e delle rese, tra cui la realizzazione di una nuova unità di *hydrocracking* presso la raffineria di Sannazzaro, nonché interventi in materia di salute, sicu-

rezza e ambiente; (ii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (84 milioni di euro); (iii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi e l'acquisto di stazioni di servizio nel resto d'Europa (54 milioni di euro).

Ingegneria & Costruzioni

Gli investimenti del settore Ingegneria & Costruzioni (821 milioni di euro) hanno riguardato: (i) l'avvio della realizzazione della nuova piattaforma semisommersibile Scarabeo 8, del nuovo *pipelayer* e della nuova nave di perforazione per acque profonde Saipem 12000; (ii) le attività di conversione di due navi cisterne in unità *FPSO*² destinate ad operare, rispettivamente, sul giacimento Golfinho 2 in Brasile e in Angola.

Investimenti in partecipazioni e rami d'azienda

Nei nove mesi del 2007, gli investimenti in partecipazioni e rami d'azienda ammontano a 8.711 milioni di euro, riferiti essenzialmente all'acquisto delle partecipazioni del 20% in OAO Gazprom Neft e del 60% nelle tre società russe attive nel gas in esito all'aggiudicazione dell'asta per il Lotto 2 degli *asset ex-Yukos* (3,7 miliardi di euro), di attività *upstream* nel Golfo del Messico (3,5 miliardi di euro) e sull'*onshore* del Congo (circa un miliardo di euro), nonché dell'ulteriore quota del 16,11% nella Ceska Rafinerska (circa 0,2 miliardi di euro) con la quale Eni ha portato la propria partecipazione al 32,4%.

Incassi da dismissione

Nei nove mesi del 2007, gli incassi da dismissione ammontano a 631 milioni di euro riferiti essenzialmente alle cessioni da parte del settore Ingegneria & Costruzioni della partecipazione in Haldor Topsøe AS e del gruppo Camon.

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

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL TRIMESTRE

Accordo strategico con la società petrolifera di Stato libica

Il 16 ottobre 2007, nell'ambito della *partnership* strategica con la società petrolifera di Stato libica NOC, è stato definito un accordo di ampia portata lungo le seguenti tre direttrici: (i) estensione della durata dei titoli minerari Eni nel Paese fino al 2042 per le proprietà a olio e al 2047 per quelle a gas, consentendo a Eni lo sviluppo di lungo termine dei propri *long-life field* in Libia ai quali applicare le proprie tecniche avanzate per la massimizzazione del recupero di idrocarburi; (ii) valorizzazione di ulteriori riserve di gas naturale attraverso il potenziamento del gasdotto Greenstream di 3 miliardi di metri cubi/anno e la realizzazione di un impianto di liquefazione da 5 miliardi di metri cubi annui di GNL destinato al mercato mondiale; (iii) rilancio dell'attività esplorativa nelle aree di interesse. I due *partner* stimano investimenti complessivi nelle iniziative individuate di 28 miliardi di dollari, in un periodo di 10 anni. L'accordo rafforza ulteriormente i rapporti di Eni con la Libia, confermando Eni al primo posto tra gli operatori stranieri nel Paese.

Kazakhstan – Progetto Kashagan

A fine giugno 2007, l'operatore Agip KCO ha presentato all'Autorità del Kazakhstan un emendamento al piano di sviluppo che, fra l'altro, conferma l'inizio della produzione nel 2010. L'Autorità ha successivamente comunicato di non approvare l'emendamento nei termini proposti. Nell'agosto 2007 il Governo della Repubblica del Kazakhstan ha inviato alle società che fanno parte del consorzio North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA – quota Eni 18,52%) una "*notice of dispute*" per asseriti inadempimenti di obbligazioni previste dal NCSPSA e violazione della legislazione della Repubblica. Il 22 ottobre 2007 le Autorità del Kazakhstan e le società del consorzio NCSPSA hanno firmato un *memorandum of understanding* con il quale hanno convenuto di proseguire i negoziati già in corso finalizzati al componimento amichevole delle controversie.

Galp Energia intende esercitare l'opzione di acquisto sulle attività *downstream oil* nella Penisola Iberica

Il 19 ottobre 2007, nell'ambito degli accordi firmati nel dicembre 2005 tra i soci di maggioranza di Galp Energia (Eni 33,34%, Amorim Energia e Caixa General de Depositos) la società portoghese Galp Energia ha manifestato l'intenzione di esercitare l'opzione di acquisto delle attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi a marchio Agip in Spagna e Portogallo sui mercati rete ed extrarete, con l'eccezione del *business* dei lubrificanti. In particolare, l'attività rete di Eni nella Penisola Iberica si avvale di oltre 350 stazioni di servizio. L'operazione è soggetta all'approvazione delle competenti autorità *antitrust*.

Altre iniziative

- Nell'ottobre 2007, Saipem ha acquisito la partecipazione quasi totalitaria della Frigstad Discoverer Invest, società quotata alla Borsa di Oslo. Frigstad Discoverer Invest è attiva nel *business* delle perforazioni in acque ultraprofonde attraverso la costruzione del mezzo di perforazione semi-sommersibile di sesta generazione D90, che sarà capace di perforare fino a 3.600 metri di profondità d'acqua. L'entrata in esercizio è attesa nel quarto trimestre 2009. L'investimento complessivo per l'acquisizione della società e per il completamento del mezzo di perforazione è previsto in circa 520 milioni di euro.

- L'11 ottobre 2007 Eni ha ottenuto 26 nuovi blocchi esplorativi nel Golfo del Messico in esito alla partecipazione a una gara internazionale. L'*acreage* acquisito possiede un potenziale minerario significativo ed è localizzato in prossimità di infrastrutture Eni in produzione. La finalizzazione dell'operazione è soggetta all'approvazione delle autorità locali competenti.

- Il 3 ottobre 2007 Eni ha firmato un accordo con la società di Stato algerina, Sonatrach, per il rinnovo della concessione di sviluppo e di coltivazione del Blocco 403 (Eni 50%) che nel 2006 ha fornito circa il 13% della produzione Eni nel Paese.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Le previsioni sull'andamento nel 2007 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività Eni sono le seguenti:

- **produzione giornaliera di idrocarburi:** in linea con il 2006 (1,77 milioni di boe/giorno nel 2006), assumendo uno scenario di riferimento del prezzo medio del Brent per il 2007 di 55 dollari/barile. Gli impatti delle continue tensioni locali in Nigeria e della perdita della produzione di Dación in Venezuela, nonché le fermate non programmate di impianti e il declino produttivo dei giacimenti maturi saranno compensati dal contributo degli *asset* acquisiti nel Golfo del Messico e in Congo e dalla crescita della produzione in Libia e Kazakistan;
- **volumi venduti di gas nel mondo:** previsti in lieve crescita rispetto al 2006 (97,48 miliardi di metri cubi nel 2006), assumendo condizioni climatiche normali per la restante parte dell'anno. La crescita, anche in termini di quota di mercato, è attesa nelle aree di consumo *target* del resto d'Europa, in particolare Spagna, Turchia, Francia e Germania/Austria, nonché nelle vendite di GNL sui mercati asiatici e nordamericano. Questi aumenti saranno assorbiti: (i) dalla flessione attesa in Italia a causa del clima mite della prima parte dell'anno e della pressione competitiva, attenuati dal recupero atteso nel quarto trimestre nei segmenti residenziale e termoelettrico per effetto delle azioni commerciali intraprese; (ii) dai minori prelievi degli importatori in Italia per effetto della contenuta dinamica della domanda nazionale;
- **vendite di energia elettrica:** previste in aumento di circa il 4,5% rispetto al 2006 (31,03 TWh) per effetto dello sviluppo dell'attività di commercializzazione;
- **lavorazioni in conto proprio:** in leggera flessione rispetto al 2006 (38,04 milioni di tonnellate nel 2006) per effetto della cessazione del contratto di lavorazione sulla raffineria di terzi di Priolo avvenuta a fine 2006. A struttura costante le lavorazioni sono previste in crescita per effetto delle minori fermate e delle migliori *performance* in

particolare delle raffinerie di Livorno, Gela e Sannazzaro. In aumento le lavorazioni all'estero per effetto dell'acquisizione dell'ulteriore quota di partecipazione del 16,11% nella Ceska Rafinerska nella Repubblica Ceca con effetto dal 1° settembre;

- **vendite di prodotti petroliferi rete:** in leggero aumento rispetto al 2006 (12,48 milioni di tonnellate nel 2006) per la crescita attesa nel resto d'Europa dovuta all'acquisizione di reti di stazioni di servizio in Europa Centro-Orientale (circa 100 impianti) con effetto dal 1° ottobre, nonché di altri potenziamenti. In Italia le vendite sono previste stabili, nonostante la previsione di calo dei consumi nazionali, supportate dalle azioni commerciali intraprese.

Nel 2007 sono previsti investimenti tecnici per 10,5 miliardi di euro, compresi gli investimenti per lo sviluppo degli *asset* petroliferi acquisiti, in crescita del 35% rispetto al 2006, di cui l'86% riguarderà i settori Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing. Gli esborsi per l'acquisizione di *asset* e di partecipazioni ammontano a 9,2 miliardi di euro, riferiti essenzialmente agli *asset* ex-Yukos per 3,73 miliardi di euro, agli *asset* petroliferi nel Golfo del Messico e Congo per 4,5 miliardi di euro, ad *asset* di raffinazione e *marketing* di prodotti petroliferi in Europa Centro-Orientale per 0,4 miliardi di euro. Qualora Gazprom esercitasse entro il 2007 le opzioni d'acquisto del 20% di OAO Gazprom Neft e del 51% degli *asset* gas ex-Yukos, gli investimenti complessivi netti si ridurrebbero a circa 16,5 miliardi di euro. Sulla base degli esborsi programmati per gli investimenti e la remunerazione del capitale proprio e assumendo uno scenario di prezzo medio annuo del Brent di 55 dollari/barile, Eni prevede a fine esercizio un *leverage* che si collocherà nella parte inferiore o superiore dell'intervallo 0,3-0,4 in funzione dell'esercizio o meno da parte di Gazprom delle predette opzioni d'acquisto.

Andamento dei settori di attività

EXPLORATION & PRODUCTION

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
Risultati								
6.562	6.411	(151)	(2,3)	Ricavi della gestione caratteristica^(a)	21.021	19.240	(1.781)	(8,5)
4.041	3.309	(732)	(18,1)	Utile operativo	12.439	9.859	(2.580)	(20,7)
54				Esclusione special item:	129	65		
di cui:								
				Oneri (proventi) non ricorrenti		(12)		
54				Altri special item	129	77		
48				- Svalutazioni	180	76		
3				- Plusvalenze nette su cessione di asset	(54)			
3				- Oneri incentivazione all'esodo	3	1		
4.095	3.309	(786)	(19,2)	Utile operativo adjusted	12.568	9.924	(2.644)	(21,0)
(11)	26	37		Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(37)	22	59	
37	23	(14)		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	103	123	20	
(2.165)	(1.986)	179		Imposte sul reddito ^(b)	(6.659)	(5.641)	1.018	
52,5	59,1	6,6		Tax rate (%)	52,7	56,0	3,3	
1.956	1.372	(584)	(29,9)	Utile netto adjusted	5.975	4.428	(1.547)	(25,9)
I risultati includono:								
1.106	1.377	271	24,5	Ammortamenti e svalutazioni	3.358	3.924	566	16,9
di cui:								
189	389	200	..	- Costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	505	1.004	499	98,8
66	115	49	74,2	- Costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	151	277	126	83,4
1.152	1.725	573	49,7	Investimenti tecnici	3.266	4.562	1.296	39,7
263	449	186	70,7	di cui: ricerca esplorativa ^(c)	642	1.197	555	86,4
Produzioni^(d)								
1.041	975	(66)	(6,3)	Petrolio ^(e) (migliaia di barili/giorno)	1.080	1.010	(70)	(6,5)
109	111	2	1,8	Gas naturale (milioni di metri cubi/giorno)	111	114	3	2,7
1.709	1.659	(50)	(2,9)	Idrocarburi (migliaia di boe/giorno)	1.761	1.710	(51)	(2,9)
Prezzi medi di realizzo								
65,20	70,95	5,75	8,8	Petrolio ^(e) (\$/bbl)	61,81	63,11	1,30	2,1
192,14	181,37	(10,77)	(5,6)	Gas naturale (\$/kmc)	186,17	182,38	(3,79)	(2,0)
52,21	54,38	2,17	4,2	Idrocarburi (\$/boe)	50,00	50,02	0,02	0,0
Prezzi medi dei principali marker di mercato								
69,49	74,87	5,38	7,7	Brent dated (\$/bbl)	66,96	67,13	0,17	0,3
54,55	54,45	(0,10)	(0,2)	Brent dated (€/bbl)	53,82	49,95	(3,87)	(7,2)
70,38	75,48	5,10	7,2	West Texas Intermediate (\$/bbl)	68,02	66,12	(1,90)	(2,8)
214,36	217,89	3,53	1,6	Gas Henry Hub (\$/kmc)	239,08	246,15	7,07	3,0

(a) Prima dei ricavi infrasettoriali.

(b) Escludono gli special item.

(c) Include bonus esplorativi.

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

(e) Include i condensati.

RISULTATI

Terzo trimestre

L'utile operativo *adjusted* del terzo trimestre 2007 di 3.309 milioni di euro è diminuito di 786 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2006, pari al 19,2%, per effetto essenzialmente: (i) dell'impatto dell'apprezzamento

dell'euro sul dollaro (circa 290 milioni di euro); (ii) della flessione della produzione venduta (-5,6 milioni di boe); (iii) dei maggiori costi di ricerca esplorativa (249 milioni di euro; 283 milioni di euro a cambi costanti); (iv) del-

l'incremento dei costi di produzione e degli ammortamenti, anche in relazione a fenomeni inflativi.

I prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi sono aumentati del 4,2% sostenuti dal miglioramento delle realizzazioni sui greggi, che sono aumentate in misura superiore rispetto al *marker* di mercato Brent per effetto della contrazione del differenziale di mercato tra greggi leggeri e pesanti. Tale effetto positivo è stato parzialmente assorbito dalla riduzione dei prezzi di realizzo del gas di produzione estera per effetto del *time-lag* di indicizzazione.

L'utile netto *adjusted* di 1.372 milioni di euro è diminuito di 584 milioni di euro, pari al 29,9%, rispetto al terzo trimestre 2006, per effetto essenzialmente del peggioramento della *performance* operativa e dell'aumento del *tax rate*, dal 52,5% al 59,1%, determinato dalla maggiore incidenza sull'utile ante imposte dei Paesi a maggiore fiscalità.

Nove mesi

L'utile operativo *adjusted* dei nove mesi del 2007 di 9.924 milioni di euro è diminuito di 2.644 milioni di euro rispetto ai nove mesi del 2006, pari al 21%, per effetto essenzialmente: (i) dell'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro (circa 870 milioni di euro); (ii) della flessione della produzione venduta (-17,8 milioni di boe); (iii) dei maggiori costi di ricerca esplorativa (625 milioni di euro; 709 milioni di euro a cambi costanti); (iv) dell'incremento dei costi di produzione e degli ammortamenti.

L'utile netto *adjusted* dei nove mesi del 2007 di 4.428 milioni di euro si riduce di 1.547 milioni, pari al 25,9%, per effetto del peggioramento della *performance* operativa e dell'aumento del *tax rate*, dal 52,7% al 56%, determinato principalmente dall'impatto della modifica del regime fiscale dell'Algeria implementata nel secondo semestre 2006.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* dei nove mesi (65 milioni di euro) riguardano essenzialmente svalutazioni di attività minerarie.

PRODUZIONI

Terzo trimestre					Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
1.709	1.659	(50)	(2,9)	Produzione giornaliera di idrocarburi ^{(a)(b)} (migliaia di boe)	1.761	1.710	(51)	(2,9)
235	204	(31)	(13,2)	Italia	239	214	(25)	(10,5)
554	568	14	2,5	Africa Settentrionale	550	578	28	5,1
365	324	(41)	(11,2)	Africa Occidentale	372	331	(41)	(11,0)
254	213	(41)	(16,1)	Mare del Nord	279	254	(25)	(9,0)
301	350	49	16,3	Resto del mondo	321	333	12	3,7
152,3	147,0	(5,3)	(3,5)	Produzione venduta ^(a) (milioni di boe)	465,9	449,3	(16,6)	(3,6)

Terzo trimestre					Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
1.041	975	(66)	(6,3)	Produzione giornaliera di petrolio e condensati ^(a) (migliaia di barili)	1.080	1.010	(70)	(6,5)
77	73	(4)	(5,2)	Italia	79	75	(4)	(5,1)
330	315	(15)	(4,5)	Africa Settentrionale	327	326	(1)	(0,3)
315	275	(40)	(12,7)	Africa Occidentale	325	283	(42)	(12,9)
164	136	(28)	(17,1)	Mare del Nord	177	153	(24)	(13,6)
155	176	21	13,5	Resto del mondo	172	173	1	0,6

Terzo trimestre					Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
109	111	2	1,8	Produzione giornaliera di gas naturale ^{(a)(b)} (milioni di metri cubi)	111	114	3	2,7
26	21	(5)	(19,2)	Italia	26	23	(3)	(11,5)
36	41	5	13,9	Africa Settentrionale	36	41	5	13,9
8	8			Africa Occidentale	8	8		
15	13	(2)	(13,3)	Mare del Nord	17	16	(1)	(5,9)
24	28	4	16,7	Resto del mondo	24	26	2	8,3

(a) Include la quota Eni della produzione delle *joint venture* valutate con il metodo del patrimonio netto.

(b) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (8,5 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2007, 8,1 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2006, 8,3 milioni di metri cubi/giorno e 8,1 milioni di metri cubi/giorno rispettivamente nei nove mesi del 2007 e del 2006).

Terzo trimestre

La produzione giornaliera di idrocarburi del terzo trimestre 2007 (1.659 mila boe/giorno) è diminuita di 50 mila boe/giorno rispetto al terzo trimestre 2006, pari al 2,9%, per effetto essenzialmente dell'impatto negativo delle fermate di impianti in Nigeria a causa delle tensioni sociali (-25 mila boe/giorno), di fermate non programmate e inconvenienti tecnici in particolare nel Mare del Nord anche a seguito dell'incidente occorso alla *pipeline* Cats nel Regno Unito, nonché del declino produttivo di giacimenti maturi in particolare in Italia e nel Regno Unito. L'incremento del prezzo del petrolio ha comportato minori attribuzioni di volumi (-11 mila boe/giorno) per il recupero dei costi di sviluppo e di produzione (*cost oil*) nei *Production Sharing Agreement (PSA)* e nei contratti di *buy-back*. Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati dal contributo degli *asset* acquisiti nel Golfo del Messico e in Congo (+77 mila boe/giorno), nonché dalla crescita organica registrata in Kazakistan e in Libia. La quota di produzione estera è stata dell'88% (86% nel terzo trimestre 2006).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati del trimestre (975 mila barili) è diminuita di 66 mila barili/giorno, pari al 6,3%. Le principali riduzioni hanno riguardato: (i) la Nigeria e il Mare del Nord per i motivi descritti; (ii) il declino produttivo dei giacimenti maturi, in particolare in Italia e nel Regno Unito. I principali aumenti sono stati registrati in: (i) Golfo del Messico e Congo in relazione al contributo degli *asset* acquisiti; (ii) Kazakistan, per la maggiore *performance* del giacimento Karachaganak e alla circostanza che nel 2006 furono eseguiti interventi di manutenzione.

La produzione giornaliera di gas naturale del trimestre (111 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 2 milioni di metri cubi, pari all'1,8%, essenzialmente nel Golfo del Messico, in Libia, per il *build-up* del Western Libyan Gas Project, nonché in Egitto, per lo sviluppo delle riserve del delta del Nilo, Kazakistan e Norvegia. Le principali riduzioni sono state registrate in Italia, per il declino dei giacimenti maturi, e nel Regno Unito, a causa di inconvenienti tecnici.

Nove mesi

Nei nove mesi del 2007, la produzione giornaliera di idrocarburi di 1.710 mila boe è diminuita di 51 mila boe/giorno rispetto ai nove mesi del 2006, pari al 2,9%, per effetto essenzialmente delle fermate di impianti in Nigeria a causa delle tensioni sociali (-27 mila boe/giorno), di inconvenienti tecnici nel Mare del Nord e del declino produttivo dei giacimenti maturi, in particolare in Italia e nel Regno Unito. Il confronto con i nove mesi del 2006 risente anche della perdita della produzione del giacimento Dación in Venezuela (-20 mila barili/giorno) a causa della risoluzione unilaterale da parte della compagnia petrolifera di Stato (PDVSA) del contratto di servizio con effetto dal 1° aprile 2006. Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati dal contributo degli *asset* acquisiti nel Golfo del Messico e in Congo, nonché della crescita organica registrata in Libia e Kazakistan. La quota della produzione estera è stata dell'88% (86% nei nove mesi del 2006).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati dei nove mesi (1.010 mila barili/giorno) è diminuita di 70 mila barili/giorno, pari al 6,5%. Le principali riduzioni hanno riguardato la Nigeria, il Venezuela e il Mare del Nord per i motivi descritti. I principali aumenti sono stati registrati in: (i) Kazakistan, per la maggiore *performance* del giacimento di Karachaganak e alla circostanza che nel 2006 furono eseguiti interventi di manutenzione; (ii) Stati Uniti, per effetto del contributo delle acquisizioni e del completo riavvio degli impianti danneggiati a causa degli uragani nella seconda metà del 2005.

La produzione giornaliera di gas naturale dei nove mesi (114 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 3 milioni di metri cubi/giorno, pari al 2,7%, essenzialmente in Libia, per il *build-up* del giacimento Bahr Essalam, nel Golfo del Messico, a seguito delle acquisizioni di *asset*, in Norvegia, per la crescita produttiva dei giacimenti Asgaard (Eni 14,81%) e Kristin (Eni 8,25%). Le principali riduzioni hanno riguardato il declino produttivo di giacimenti maturi in particolare in Italia e nel Regno Unito.

GAS & POWER

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
Risultati								
5.265	5.215	(50)	(0,9)	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	20.198	18.937	(1.261)	(6,2)
592	590	(2)	(0,3)	Utile operativo	2.499	2.696	197	7,9
(6)	(28)			Esclusione (utile) perdita di magazzino	(26)	80		
33	19			Esclusione <i>special item</i>	140	7		
<i>di cui:</i>								
57				Oneri (proventi) non ricorrenti	57	(18)		
(24)	19			Altri <i>special item</i>	83	25		
				- Svalutazioni	51			
3	1			- Oneri ambientali	42	2		
5	18			- Oneri incentivazione all'esodo	22	23		
(32)				- Altro	(32)			
619	581	(38)	(6,1)	Utile operativo adjusted	2.613	2.783	170	6,5
186	131	(55)	(29,6)	Mercato e distribuzione	1.230	1.376	146	11,9
230	272	42	18,3	Trasporto Italia	801	826	25	3,1
140	131	(9)	(6,4)	Trasporto Estero	435	418	(17)	(3,9)
63	47	(16)	(25,4)	Generazione Elettrica ^(b)	147	163	16	10,9
6	4	(2)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(c)	17	8	(9)	
100	78	(22)		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(c)	392	296	(96)	
(253)	(198)	55		Imposte sul reddito ^(c)	(1.033)	(1.045)	(12)	
34,9	29,9	(5,0)		Tax rate (%)	34,2	33,9	(0,3)	
472	465	(7)	(1,5)	Utile netto adjusted	1.989	2.042	53	2,7
311	362	51	16,4	Investimenti tecnici	721	888	167	23,2
Vendite di gas naturale (miliardi di metri cubi)								
16,47	17,11	0,64	3,9	Vendite delle società consolidate	61,86	59,70	(2,16)	(3,5)
10,89	11,46	0,57	5,2	Italia (compresi gli autoconsumi)	41,43	39,93	(1,50)	(3,6)
5,31	5,29	(0,02)	(0,4)	Resto d'Europa	19,79	19,05	(0,74)	(3,7)
0,27	0,36	0,09	33,3	Extra Europa	0,64	0,72	0,08	12,5
1,62	1,96	0,34	21,0	Vendite delle società collegate (quota Eni)	5,68	6,00	0,32	5,6
18,09	19,07	0,98	5,4	Totale vendite e autoconsumi G&P	67,54	65,70	(1,84)	(2,7)
0,81	0,67	(0,14)	(17,3)	Upstream in Europa	3,01	2,61	(0,40)	(13,3)
18,90	19,74	0,84	4,4	Totale vendite mondo	70,55	68,31	(2,24)	(3,2)
Trasporto di gas naturale in Italia (miliardi di metri cubi)								
19,02	16,98	(2,04)	(10,7)		65,54	58,87	(6,67)	(10,2)
12,09	10,60	(1,49)	(12,3)	per conto Eni	42,12	37,31	(4,81)	(11,4)
6,93	6,38	(0,55)	(7,9)	per conto Terzi	23,42	21,56	(1,86)	(7,9)
7,85	8,67	0,82	10,4	Vendite di energia elettrica (terawattora)	23,24	24,91	1,67	7,2

(a) Prima dei ricavi infrasettoriali.

(b) A partire dal 1° gennaio 2007, i risultati della "commercializzazione di energia elettrica" sono inclusi nell'attività "mercato e distribuzione" per effetto del riassetto delle attività power. Conseguentemente, l'attività "generazione di energia elettrica" svolta dalla controllata EniPower include solo i risultati dell'attività di produzione di energia elettrica. I risultati dei periodi posti a confronto non sono stati oggetto di restatement.

(c) Escludono gli *special item*.

RISULTATI

Terzo trimestre

L'utile operativo *adjusted* del terzo trimestre 2007 di 581 milioni di euro è diminuito di 38 milioni di euro rispetto al

terzo trimestre 2006, pari al 6,1%, per effetto essenzialmente della flessione dei margini di vendita del gas. Questa variazione riflette l'andamento sfavorevole dei parametri

energetici di determinazione dei prezzi di acquisto e vendita del gas connesso al differente periodo temporale di riferimento dei contratti, in particolare nel settore termoelettrico, nonché alle modalità di indicizzazione del costo della materia prima nel settore grossisti.

Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dalla crescita delle vendite di gas delle società consolidate (+3,9%); (ii) dalla positiva *performance* dell'attività di trasporto Italia (+42 milioni di euro) in relazione alle modalità di recupero in tariffa degli investimenti.

L'utile netto *adjusted* del terzo trimestre 2007 di 465 milioni di euro è diminuito di 7 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2006 (-1,5%).

Nove mesi

L'utile operativo *adjusted* dei nove mesi 2007 di 2.783 milioni di euro è aumentato di 170 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2006, pari al 6,5%, nonostante l'andamento negativo delle vendite di gas (-2,16 miliardi di metri cubi, pari al 3,5% per le società consolidate) penalizzate dalle condizioni climatiche eccezionalmente miti registrate in particolare nel primo trimestre. All'aumento dell'utile hanno contribuito essenzialmente: (i) l'evoluzione favorevole del quadro regolatorio in materia di prezzi delle forniture al settore residenziale in relazione alla delibera n. 79/2007 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che ha

introdotto un regime più favorevole rispetto a quello in vigore nel primo semestre 2006. Inoltre, l'adempimento da parte Eni dell'obbligo previsto dalla delibera n. 79/2007 di rinegoziazione dei contratti di fornitura all'ingrosso sulla base del nuovo meccanismo di indicizzazione ha comportato la totale o parziale eccedenza delle passività, stanziata nel 2005 e nel primo semestre 2006 a fronte degli oneri stimati per l'adeguamento di tali contratti, che sono state utilizzate a beneficio del conto economico nel primo trimestre 2007; (ii) la rilevazione nel primo trimestre 2006 di oneri di approvvigionamento a fronte dell'emergenza gas verificatasi nei mesi invernali 2005-2006; (iii) la positiva *performance* dell'attività di trasporto Italia.

Lo sfavorevole andamento dei parametri energetici e di cambio nella determinazione dei margini di vendita del gas nel terzo trimestre ha reso negativo sui nove mesi l'impatto dello scenario sui risultati del settore.

L'utile netto *adjusted* dei nove mesi 2007 di 2.042 milioni di euro è aumentato di 53 milioni di euro rispetto ai primi nove mesi del 2006 (+2,7%), per effetto dell'incremento dell'utile operativo *adjusted*, in parte assorbito dalla flessione dei risultati conseguiti dalle collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto.

Altre misure di performance

Di seguito si riporta l'*EBITDA* proforma *adjusted* del settore Gas & Power e il dettaglio per area di *business*:

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
882	797	(85)	(9,6)	EBITDA adjusted	3.364	3.485	121	3,6
345	268	(77)	(22,3)	Mercato	1.460	1.606	146	10,0
193	215	22	11,4	Business regolati	895	863	(32)	(3,6)
250	234	(16)	(6,4)	Trasporto internazionale	766	753	(13)	(1,7)
94	80	(14)	(14,9)	Generazione elettrica	243	263	20	8,2

L'*EBITDA* (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges*) *adjusted* è calcolato come somma dell'utile operativo *adjusted* e degli ammortamenti su base proforma, includendo cioè, oltre all'*EBITDA* delle società possedute al 100%, la quota di competenza Eni dell'*EBITDA* di Snam Rete Gas (55%), interamente consolidata nella redazione dei conti infrannuali e annuali in base agli *IFRS*, e delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto nella redazione dei conti infrannuali e annuali in base agli *IFRS*.

Il *management* ritiene che l'*EBITDA adjusted* rappresenti una misura importante nella valutazione della *performance* del settore Gas & Power, tenuto conto delle caratteristiche di questo *business* che lo rendono simile ad una *utility* europea. In tale ambito, l'*EBITDA adjusted* consente agli analisti e investitori di meglio apprezzare la *performance* relativa del settore Gas & Power Eni rispetto alle altre *utility* europee e di disporre della metrica maggiormente utilizzata nelle valutazioni delle *utility*.

L'*EBITDA adjusted* non è previsto né dagli *IFRS*, né dagli U.S. GAAP.

VENDITE PER MERCATO

Terzo trimestre					Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
10,89	11,46	0,57	5,2	Italia	41,44	39,96	(1,48)	(3,6)
1,36	2,01	0,65	47,8	Grossisti (aziende di vendita)	8,09	8,90	0,81	10,0
0,31	0,42	0,11	35,5	Gas release	1,44	1,37	(0,07)	(4,9)
2,74	2,57	(0,17)	(6,2)	Industriali	9,83	8,90	(0,93)	(9,5)
4,47	4,32	(0,15)	(3,4)	Termoelettrici	12,37	12,13	(0,24)	(1,9)
0,51	0,52	0,01	2,0	Residenziali	5,13	4,17	(0,96)	(18,7)
1,50	1,62	0,12	8,0	Autoconsumi	4,58	4,49	(0,09)	(2,0)
6,65	6,72	0,07	1,1	Resto d'Europa	24,84	23,91	(0,93)	(3,7)
2,81	1,61	(1,20)	(42,7)	Importatori in Italia	10,32	7,32	(3,00)	(29,1)
3,84	5,11	1,27	33,1	Mercati target	14,52	16,59	2,07	14,3
1,41	1,94	0,53	37,6	- Penisola Iberica	3,88	4,86	0,98	25,3
0,71	1,11	0,40	56,3	- Germania - Austria	3,22	3,39	0,17	5,3
0,23	0,15	(0,08)	(34,8)	- Ungheria	2,20	1,52	(0,68)	(30,9)
0,57	0,68	0,11	19,3	- Nord Europa	1,84	2,25	0,41	22,3
0,75	0,87	0,12	16,0	- Turchia	2,48	3,33	0,85	34,3
0,13	0,28	0,15	..	- Francia	0,70	1,05	0,35	50,0
0,04	0,08	0,04	100,0	- Altro	0,20	0,19	(0,01)	(5,0)
0,55	0,89	0,34	61,8	Extra Europa	1,26	1,83	0,57	45,2
0,81	0,67	(0,14)	(17,3)	Upstream in Europa	3,01	2,61	(0,40)	(13,3)
18,90	19,74	0,84	4,4	Totale vendite gas mondo	70,55	68,31	(2,24)	(3,2)

Terzo trimestre

Nel terzo trimestre 2007, le vendite di gas naturale (19,74 miliardi di metri cubi inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite *Upstream* in Europa) sono aumentate di 0,84 miliardi di metri cubi rispetto al terzo trimestre del 2006, pari al 4,4%, in particolare per effetto delle maggiori vendite registrate nei mercati *target* nel resto d'Europa (+1,27 miliardi di metri cubi), in Italia (+0,57 miliardi di metri cubi) e in extra Europa (+0,34 miliardi di metri cubi). Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione delle forniture agli importatori in Italia (-1,20 miliardi di metri cubi), essenzialmente per le minori forniture di gas libico e per la cessazione del contratto con Promgas.

In un contesto di mercato sempre più competitivo, le vendite in Italia (11,46 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,57 miliardi di metri cubi, pari al 5,2%. Tale incremento riflette sostanzialmente le maggiori forniture ai grossisti (+0,65 miliardi di metri cubi), in relazione all'esigenza di ottimizzare la produzione di gas libico che ha comportato minori forniture agli importatori in Italia,

e i maggiori autoconsumi³ (+0,12 miliardi di metri cubi) per la produzione di energia elettrica. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalle minori vendite ai segmenti industriale (-0,17 miliardi di metri cubi) e termoelettrico (-0,15 miliardi di metri cubi). Le vendite in base al programma di *Gas release*⁴ (0,42 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,11 miliardi di metri cubi.

Le vendite nei mercati *target* del resto d'Europa (5,11 miliardi di metri cubi, incluse le vendite delle collegate) sono aumentate di 1,27 miliardi di metri cubi, pari al 33,1%, essenzialmente per effetto della crescita registrata in: (i) Spagna (+0,53 miliardi di metri cubi); (ii) Germania/Austria (+0,40 miliardi di metri cubi); (iii) Francia (+0,15 miliardi di metri cubi); (iv) Turchia (+0,12 miliardi di metri cubi).

Le vendite delle società collegate (in quota Eni e al netto delle forniture Eni) sono state di 1,43 miliardi di metri cubi, con un aumento di 0,09 miliardi di metri cubi pari al 6,7% e hanno riguardato in particolare Unión Fenosa Gas (Eni 50%) con 0,42 miliardi di metri cubi e la GVS (Eni 50%) con 0,33 miliardi di metri cubi.

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

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

Le vendite extra Europa (0,89 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,34 miliardi di metri cubi rispetto al terzo trimestre 2006, pari al 61,8%, per effetto in particolare della crescita dei volumi di GNL venduti da Unión Fenosa Gas (Eni 50%) sui mercati di Estremo Oriente e Stati Uniti.

I volumi di gas trasportati in Italia (16,98 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 2,04 miliardi di metri cubi rispetto al terzo trimestre 2006, pari al 10,7%, per effetto del calo della domanda nazionale. I volumi trasportati per conto Eni sono diminuiti di 1,49 miliardi di metri cubi, quelli per conto terzi di 0,55 miliardi di metri cubi.

Le vendite di energia elettrica (8,67 terawattora) sono aumentate di 0,82 terawattora, pari al 10,4%, per effetto delle maggiori vendite al mercato libero.

Nove mesi

Nei nove mesi del 2007, le vendite di gas naturale (68,31 miliardi di metri cubi inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite *Upstream* in Europa) sono diminuite di 2,24 miliardi di metri cubi rispetto ai primi nove mesi del 2006, pari al 3,2%, per effetto della flessione della domanda europea di gas dovuta alle condizioni climatiche eccezionalmente miti registrate in particolare nel primo trimestre. Le minori vendite in Italia (-1,48 miliardi di metri cubi), nel resto d'Europa (-0,93 miliardi di metri cubi) e la riduzione dei volumi di gas da produzione nel Mare del Nord (-0,40 miliardi di metri cubi) sono state parzialmente compensate dall'incremento delle vendite in extra Europa (+0,57 miliardi di metri cubi).

In un contesto di mercato sempre più competitivo, le vendite in Italia (39,96 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 1,48 miliardi di metri cubi, pari al 3,6%, per effetto dei minori volumi venduti ai segmenti residenziale (-0,96 miliardi di metri cubi), industriale (-0,93 miliardi di metri cubi) e termoelettrico (-0,24 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dall'incremento delle forniture ai grossisti (+0,81 miliardi di metri cubi) in relazione all'esigenza di ottimizzare la produzione di gas libico che ha comportato minori forniture agli importatori in Italia.

Le vendite in base al programma di *Gas release* (1,37 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,07 miliardi di metri cubi. Gli autoconsumi (4,49 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 0,09 miliardi di metri cubi rispetto ai primi nove mesi del 2006, pari al 2%.

Le vendite agli importatori in Italia sono diminuite di 3 miliardi di metri cubi, pari al 29,1%, in relazione all'effetto climatico, alle minori forniture agli importatori di gas libico, nonché alla cessazione del contratto con Promgas.

Le vendite nei mercati *target* del resto d'Europa (16,59 miliardi di metri cubi, incluse le società collegate) sono aumentate di 2,07 miliardi di metri cubi, pari al 14,3%, essenzialmente per effetto della crescita registrata in: (i) Spagna (+0,98 miliardi di metri cubi); (ii) Turchia (+0,85 miliardi di metri cubi); (iii) Nord Europa (+0,41 miliardi di metri cubi); (iv) Francia (+0,35 miliardi di metri cubi). Tale crescita è stata parzialmente assorbita dai minori volumi venduti in Ungheria (-0,68 miliardi di metri cubi). Le vendite delle società collegate (in quota Eni e al netto delle forniture Eni) sono state di 4,86 miliardi di metri cubi con una flessione di 0,19 miliardi di metri cubi, pari al 3,8% e hanno riguardato in particolare la GVS (Eni 50%) con 1,72 miliardi di metri cubi e la Unión Fenosa Gas (Eni 50%) con 1,27 miliardi di metri cubi.

Le vendite extra Europa (1,83 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,57 miliardi di metri cubi, pari al 45,2%, per i maggiori volumi di GNL venduti da Unión Fenosa Gas (Eni 50%) sui mercati di Estremo Oriente e Stati Uniti.

I volumi di gas trasportati in Italia (58,87 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 6,67 miliardi di metri cubi rispetto ai primi nove mesi del 2006, pari al 10,2%, per effetto del calo della domanda nazionale. I volumi trasportati per conto Eni sono diminuiti di 4,81 miliardi di metri cubi, quelli per conto terzi di 1,86 miliardi di metri cubi.

Le vendite di energia elettrica (24,91 terawattora) sono aumentate di 1,67 terawattora, pari al 7,2%, per effetto delle maggiori vendite al mercato libero.

REFINING & MARKETING

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
Risultati								
10.185	9.052	(1.133)	(11,1)	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	29.631	25.932	(3.699)	(12,5)
250	282	32	12,8	Utile operativo	705	702	(3)	(0,4)
83	(219)			Esclusione (utile) perdita di magazzino	(171)	(406)		
30	56			Esclusione <i>special item</i> :	108	128		
<i>di cui:</i>								
				Oneri (proventi) non ricorrenti		37		
30	56			Altri <i>special item</i>	108	91		
				- Svalutazioni	1	1		
23	42			- Oneri ambientali	84	74		
6	16			- Oneri incentivazione all'esodo	17	19		
1				- Accantonamenti a fondo rischi	4			
	(2)			- Altro	2	(3)		
363	119	(244)	(67,2)	Utile operativo adjusted	642	424	(218)	(34,0)
42	28	(14)		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	153	112	(41)	
(148)	(52)	96		Imposte sul reddito ^(b)	(281)	(191)	90	
36,5	35,4	(1,1)		Tax rate (%)	35,3	35,6	0,3	
257	95	(162)	(63,0)	Utile netto adjusted	514	345	(169)	(32,9)
141	231	90	63,8	Investimenti	373	550	177	47,5
Margine di raffinazione								
4,27	4,04	(0,23)	(5,4)	Brent (\$/bbl)	4,33	4,67	0,34	7,9
3,35	2,94	(0,41)	(12,2)	Brent (€/bbl)	3,48	3,47	(0,01)	(0,3)
6,82	5,19	(1,63)	(23,9)	Ural (\$/bbl)	7,04	6,56	(0,48)	(6,8)

(a) Prima dei ricavi infrasettoriali.

(b) Escludono gli *special item*.**RISULTATI****Terzo trimestre**

L'utile operativo *adjusted* del terzo trimestre 2007 di 119 milioni di euro è diminuito di 244 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2006, pari al 67,2%, per effetto della significativa flessione del risultato dell'attività di raffinazione determinata dall'andamento negativo dello scenario dovuto in particolare alla contrazione del differenziale di prezzo tra i greggi leggeri e pesanti che ha penalizzato le lavorazioni complesse riducendo il vantaggio competitivo di processare materie prime a minore costo e dell'impatto negativo dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dal miglioramento delle rese di raffineria.

Le attività commerciali in Italia hanno registrato complessivamente una lieve flessione dei risultati dovuta all'andamento negativo dei margini sul mercato extrarete, in particolare per i carburanti aviazione e i bitumi, parzialmente attenuato dal miglioramento del risultato della rete anche per effetto dei maggiori volumi venduti.

L'utile netto *adjusted* del terzo trimestre 2007, pari a 95 milioni di euro, si riduce di 162 milioni di euro (-63%).

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* del trimestre (56 milioni di euro) riguardano principalmente oneri ambientali e oneri di incentivazione all'esodo.

Nove mesi

L'utile operativo *adjusted* dei nove mesi del 2007 di 424 milioni di euro è diminuito di 218 milioni di euro rispetto ai nove mesi del 2006 (-34%), per effetto essenzialmente della flessione del risultato dell'attività di raffinazione dovuta all'andamento sfavorevole dello scenario e all'apprezzamento dell'euro sul dollaro, parzialmente compensati dal miglioramento delle rese di raffineria e dall'effetto delle minori fermate degli impianti.

L'attività commerciale in Italia ha registrato un minore risultato operativo per effetto: (i) dei minori margini conseguiti sul mercato rete; (ii) del minore risultato del mercato extrarete per la diminuzione dei margini e per i

minori volumi (-7,8%) dovuti alle condizioni climatiche eccezionalmente miti del primo trimestre.

L'utile netto *adjusted* dei nove mesi del 2007, pari a 345 milioni di euro, è diminuito di 169 milioni di euro (-32,9%). Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* dei

nove mesi (128 milioni di euro) riguardano principalmente oneri ambientali e l'accantonamento al fondo rischi a fronte di un procedimento in corso con l'Autorità *antitrust* europea.

Lavorazioni e vendite

Terzo trimestre				(milioni di tonnellate)	Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
Lavorazioni e vendite								
8,56	8,28	(0,28)	(3,3)	Lavorazioni in conto proprio in Italia	24,30	24,38	0,08	0,3
1,22	1,14	(0,08)	(6,6)	Lavorazioni in conto proprio nel resto d'Europa	3,49	3,36	(0,13)	(3,7)
7,18	6,98	(0,20)	(2,8)	Lavorazioni complessive delle raffinerie interamente possedute	19,81	20,74	0,93	4,7
2,24	2,25	0,01	0,6	Rete Italia	6,50	6,43	(0,07)	(1,1)
1,03	1,05	0,02	1,9	Rete resto d'Europa	2,85	2,94	0,09	3,2
3,27	3,30	0,03	0,9	Subtotale rete	9,35	9,37	0,02	0,2
2,97	2,85	(0,12)	(4,0)	Extrarete Italia	8,81	8,12	(0,69)	(7,8)
1,07	1,14	0,07	6,5	Extrarete resto d'Europa	3,13	3,21	0,08	2,6
0,09	0,14	0,05	55,6	Extrarete altro estero	0,31	0,41	0,10	32,3
5,68	4,47	(1,21)	(21,3)	Altre vendite	16,35	15,16	(1,19)	(7,3)
13,08	11,90	(1,18)	(9,0)	Vendite	37,95	36,27	(1,68)	(4,4)
Vendite per area geografica								
7,58	6,65	(0,93)	(12,3)	Italia	22,72	20,70	(2,02)	(8,9)
2,10	2,19	0,09	4,3	Resto d'Europa	5,98	6,15	0,17	2,8
3,40	3,06	(0,34)	(10,0)	Altro estero	9,25	9,42	0,17	1,8

Terzo trimestre

Nel terzo trimestre 2007, le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio (9,42 milioni di tonnellate) sono diminuite di 360 mila tonnellate rispetto al terzo trimestre 2006 per effetto essenzialmente della cessazione del contratto di lavorazione sulla raffineria di terzi di Priolo a fine 2006 (-280 mila tonnellate sul trimestre; -940 mila tonnellate sui nove mesi). I volumi lavorati in conto proprio in Italia a struttura costante sono rimasti sostanzialmente invariati: in aumento le lavorazioni sulle raffinerie di Gela e Milazzo, in diminuzione le lavorazioni di Sannazzaro e Taranto, a causa delle fermate per manutenzioni programmate e non programmate.

Nel terzo trimestre 2007 le vendite di prodotti petroliferi (11,90 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,18

milioni di tonnellate rispetto al terzo trimestre 2006, pari al 9%, per effetto essenzialmente delle minori vendite a società petrolifere e *trader* in Italia e all'estero e della flessione registrata sul mercato extrarete in Italia.

Le vendite sulla rete in Italia (2,25 milioni di tonnellate) sono aumentate dello 0,6% rispetto al terzo trimestre 2006, registrando una dinamica leggermente superiore a quella dei consumi nazionali per effetto delle iniziative di *marketing* intraprese. L'incremento ha riguardato le vendite di gasolio in linea con il *trend* di rinnovo del parco auto; in flessione le vendite di benzina.

La quota di mercato sulla rete in Italia è in lieve aumento passando dal 29,6% nel terzo trimestre 2006 al 29,8% nel terzo trimestre 2007; l'erogato medio (0,64 milioni di litri nel terzo trimestre 2007) è in linea con il terzo trimestre 2006.

Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (1,05 milioni di tonnellate) sono aumentate dell'1,9%, essenzialmente in Spagna.

La quota di mercato sulla rete nel resto d'Europa è pari al 3,3%, stabile rispetto al terzo trimestre 2006; l'erogato medio (0,68 milioni di litri nel terzo trimestre 2007) è diminuito di circa 40 mila litri rispetto allo stesso periodo del 2006.

Le vendite extrarete in Italia (2,85 milioni di tonnellate) sono diminuite del 4%; la riduzione riflette le minori vendite di gasolio e olio combustibile per effetto della pressione competitiva e della minore domanda per usi termoelettrici.

Nove mesi

Nei nove mesi del 2007, le lavorazioni in conto proprio (27,74 milioni di tonnellate) sono diminuite di 50 mila tonnellate a causa della cessazione del contratto di lavorazione sulla raffineria di terzi di Priolo come descritto. A struttura costante, le lavorazioni in Italia (24,38 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa un milione di tonnellate rispetto ai nove mesi del 2006, pari al 4%, per effetto delle maggiori lavorazioni di Livorno, Milazzo, Gela e Venezia, dovute alle minori fermate, parzialmente assorbite dalle flessioni di Taranto, a causa del lento riavvio dopo gli inconvenienti tecnici del trimestre precedente, e Sannazzaro, a causa della fermata per manutenzione programmata.

Nei nove mesi 2007, le vendite di prodotti petroliferi (36,27 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,68

milioni di tonnellate rispetto ai nove mesi del 2006, pari al 4,4%, per effetto essenzialmente delle minori vendite a società petrolifere e *trader* in Italia, alle minori forniture di *feedstock* al settore Petrochimica per effetto della cessazione del contratto di lavorazione di Priolo, nonché della flessione registrata sul mercato extrarete in Italia. Le vendite sulla rete in Italia (6,43 milioni di tonnellate) sono diminuite dell'1,1%, per effetto della pressione competitiva.

La quota di mercato sulla rete in Italia è pari al 29,1%, in leggera flessione rispetto ai nove mesi del 2006, risulta in crescita di 0,3 punti percentuali rispetto al primo semestre 2007; l'erogato medio (1,82 milioni di litri nei nove mesi del 2007) è diminuito di circa 20 mila litri.

Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (2,94 milioni di tonnellate) sono aumentate del 3,2%, essenzialmente in Spagna.

La quota di mercato sulla rete nel resto d'Europa è pari al 3,2%, stabile rispetto ai nove mesi del 2006; l'erogato medio (1,91 milioni di litri nei nove mesi del 2007) è aumentato di circa 70 mila litri.

Le vendite extrarete in Italia (8,12 milioni di tonnellate) sono diminuite del 7,8%; la riduzione riflette la minore domanda di olio combustibile per usi termoelettrici, le condizioni climatiche eccezionalmente miti che hanno penalizzato le vendite di prodotti a uso riscaldamento (gasolio e, in misura minore, GPL) nel primo trimestre dell'anno, nonché la pressione competitiva.

PETROLCHIMICA

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
Risultati								
1.743	1.767	24	1,4	Ricavi della gestione caratteristica^(a)	5.083	5.243	160	3,1
31	5	(26)	(83,9)	Utile operativo	100	216	116	..
5	9			Esclusione (utile) perdita di magazzino	(56)	(19)		
1	16			Esclusione special item:	21	22		
di cui:								
Oneri (proventi) non ricorrenti								
1	16			Altri special item	21	16		
- Svalutazioni								
4	16			- Oneri incentivazione all'esodo	5	16		
- Accantonamenti a fondo rischi								
(3)				- Altro	(4)			
37	30	(7)	(18,9)	Utile operativo adjusted	65	219	154	..
	1	1		Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)		1	1	
				Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	1	2	1	
(33)	(13)	20		Imposte sul reddito ^(b)	(33)	(74)	(41)	
4	18	14	..	Utile netto adjusted	33	148	115	..
18	32	14	77,8	Investimenti	52	88	36	69,2

(a) Prima dei ricavi infrasettoriali.

(b) Escludono gli special item.

RISULTATI

Terzo trimestre

Nel terzo trimestre 2007, l'utile operativo *adjusted* di 30 milioni di euro diminuisce di 7 milioni di euro rispetto al terzo trimestre 2006, pari al 18,9%, per effetto della riduzione dei margini unitari, essenzialmente il margine del *cracker* e nel *business* degli aromatici, parzialmente compensata dai maggiori volumi di vendita/produzione che nel 2006 erano state penalizzate dal blocco del *cracker* di Priolo e degli impianti collegati a seguito dell'incidente occorso all'adiacente raffineria a fine aprile.

Nove mesi 2007

L'utile operativo *adjusted* dei primi nove mesi del 2007 di 219 milioni di euro, aumenta di 154 milioni di euro rispet-

to ai nove mesi del 2006, a seguito dell'incremento dei margini unitari dei prodotti per quasi tutti i principali *business* a cui si aggiunge anche la circostanza che il 2006 risentiva dell'impatto sulle produzioni e sulle vendite connesso al blocco del *cracker* di Priolo e degli impianti collegati a seguito dell'incidente occorso all'adiacente raffineria a fine aprile.

Gli *special item* esclusi dall'utile operativo *adjusted* dei nove mesi (22 milioni di euro; 16 milioni di euro nel trimestre) riguardano essenzialmente accantonamenti a fronte di rischi su procedimenti *antitrust* in corso innanzi alle autorità comunitarie e oneri per incentivazione all'esodo.

PRODUZIONI E VENDITE

Terzo trimestre				(migliaia di tonnellate)	Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
1.729	2.201	472	27,3	Produzioni	5.283	6.612	1.329	25,2
1.261	1.354	93	7,4	Vendite	3.941	4.166	225	5,7
680	737	57	8,4	<i>Petrolchimica di base</i>	2.100	2.247	147	7,0
248	252	4	1,6	<i>Stirenici ed Elastomeri</i>	763	796	33	4,3
333	365	32	9,6	<i>Polietileni</i>	1.078	1.123	45	4,2

Terzo trimestre

Nel terzo trimestre 2007, le vendite di prodotti petrolchimici (1.354 migliaia di tonnellate) sono aumentate di

93 mila tonnellate rispetto al terzo trimestre 2006, pari al 7,4%. L'incremento riflette il buon andamento della domanda, nonché la circostanza che la *performance* del

2006 risentiva dell'impatto sulle disponibilità di prodotto del lento riavvio del *cracker* e degli altri impianti di Priolo, a seguito dell'incidente occorso all'adiacente raffineria a fine aprile. I principali aumenti sono stati registrati negli intermedi (+14,8%), negli elastomeri (+10,4%), anche per l'acquisizione della linea NBR dello stabilimento di Porto Torres, e nel polietilene (+9,6%). In calo le vendite di stirenici (-3,2%), condizionati dal rallentamento del mercato dell'edilizia, e aromatici (-1,7%), per la minore disponibilità di prodotto conseguente alla chiusura della linea di paraxilene di Priolo.

Le produzioni (2.201 migliaia di tonnellate) sono aumentate di 472 mila tonnellate, pari al 27,3%, per effetto essenzialmente del consolidamento delle operazioni dell'impianto di Porto Torres (+331 mila tonnellate) e della circostanza che il 2006 risentiva della fermata del *cracker* e degli altri impianti di Priolo. Escludendo tali effetti, le produzioni sono aumentate di 47 mila tonnellate (+3%) per effetto in particolare della buona *performance* degli stabilimenti di Mantova e Gela. Minori produzioni si registrano su Porto Marghera e Ferrara a seguito di fermate non programmate e altri inconvenienti.

Nove mesi 2007

Nei primi nove mesi del 2007, le vendite di prodotti petrolchimici (4.166 migliaia di tonnellate) sono aumentate di 225 mila tonnellate rispetto ai primi nove mesi del 2006 (+5,7%), positive in tutti i *business* ad eccezione degli xileni (-10,6%) condizionati dalla chiusura della linea di Priolo del 2007. L'incremento del 2007 riflette il positivo andamento del mercato e la circostanza che la *performance* del 2006 risentiva dell'incidente di Priolo. In particolare, risulta positivo il *business* delle olefine (+10,3%), per effetto anche della maggiore disponibilità di prodotto, del polietilene (+4,2%) e degli stirenici (+3,3%).

Le produzioni (6.612 migliaia di tonnellate) sono aumentate di 1.329 migliaia di tonnellate rispetto ai primi nove mesi del 2006, pari al 25,2%, per effetto del consolidamento dell'impianto di Porto Torres (+946 mila tonnellate), della buona *performance* registrata su Ravenna, Gela e Brindisi e dell'impatto dell'incidente di Priolo sulle produzioni 2006.

INGEGNERIA & COSTRUZIONI

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
Risultati								
1.930	2.185	255	13,2	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	5.010	6.474	1.464	29,2
145	211	66	45,5	Utile operativo	356	601	245	68,8
Esclusione <i>special item</i> :						(11)		
di cui:								
Oneri (proventi) non ricorrenti						(11)		
145	211	66	45,5	Utile operativo adjusted	356	590	234	65,7
27	29	2		Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	19	67	48	
(55)	(66)	(11)		Imposte sul reddito ^(b)	(106)	(179)	(73)	
117	174	57	48,7	Utile netto adjusted	269	478	209	77,7
179	311	132	73,7	Investimenti	403	821	418	..

(a) Prima dei ricavi infrasettoriali.

(b) Escludono gli *special item*.

RISULTATI

Terzo trimestre

Nel terzo trimestre 2007, l'utile operativo *adjusted* di 211 milioni di euro aumenta di 66 milioni di euro rispetto al terzo trimestre del 2006, pari al 45,5%, per effetto del miglioramento in tutte le aree di *business*. In particolare, i maggiori incrementi sono stati registrati nei *business*: (i) Costruzioni *Offshore*, a seguito della maggiore attività in Arabia Saudita e al miglioramento dei margini di commessa; e (ii) Costruzioni *Onshore*, a seguito della maggiore attività in Estremo Oriente e nel Mare del Nord e della migliore efficienza operativa.

L'utile netto *adjusted* di 174 milioni di euro aumenta di 57 milioni di euro rispetto al terzo trimestre del 2006 per effetto della migliore *performance* operativa.

Nove mesi 2007

L'utile operativo *adjusted* dei nove mesi del 2007 di 590 milioni di euro aumenta di 234 milioni di euro rispetto ai nove mesi del 2006, pari al 65,7%, per effetto del miglio-

ramento della *performance* in tutte le aree di *business*. In particolare, i maggiori incrementi sono stati registrati nelle Costruzioni *Offshore* e *Onshore* a seguito dell'incremento del volume d'affari e dei maggiori margini di commessa.

L'utile netto *adjusted* di 478 milioni di euro aumenta di 209 milioni di euro rispetto ai nove mesi del 2006 per

effetto della migliore *performance* operativa anche delle entità collegate.

Gli *special item* dei nove mesi esclusi dall'utile netto *adjusted* (132 milioni di euro; 125 milioni di euro nel trimestre) riguardano principalmente plusvalenze su cessioni di partecipazioni.

ORDINI

(milioni di euro)	Primi nove mesi			
	2006	2007	Var. ass.	Var. %
Ordini acquisiti	8.604	7.428	(1.176)	(13,7)
<i>Offshore</i>	2.860	2.753	(107)	(3,7)
<i>Onshore</i>	4.179	3.961 ^(a)	(218)	(5,2)
Perforazioni mare	1.264	394	(870)	(68,8)
Perforazioni terra	301	320	19	6,3
<i>di cui:</i>				
Eni	1.578	1.077	(501)	(31,7)
Terzi	7.026	6.351	(675)	(9,6)
<i>di cui:</i>				
Italia	700	407	(293)	(41,9)
Estero	7.904	7.021	(883)	(11,2)

(milioni di euro)	31.12.2006	30.09.2007	Var. ass.	Var. %
	Portafoglio ordini	13.191	13.343	152
<i>Offshore</i>	4.283	4.304	21	0,5
<i>Onshore</i>	6.285	6.237	(48)	(0,8)
Perforazioni mare	2.247	2.334	87	3,9
Perforazioni terra	376	468	92	24,5
<i>di cui:</i>				
Eni	2.602	2.959	357	13,7
Terzi	10.589	10.384	(205)	(1,9)
<i>di cui:</i>				
Italia	1.280	948	(332)	(25,9)
Estero	11.911	12.395	484	4,1

(a) Al netto della cessione di Haldor Tospøe AS e Camon SA per un ammontare complessivo pari a 181 milioni di euro.

Tra le principali acquisizioni dei nove mesi del 2007, si segnalano:

- il contratto *EPC* per conto di Sonatrach per la realizzazione di tre treni di stabilizzazione e trattamento del greggio della capacità di 100 mila barili/giorno ciascuno e *facility* di trasporto e stoccaggio, nell'ambito dello sviluppo del giacimento *onshore* di Hassi Messaoud in Algeria;
- il contratto *EPC* per conto di MEDGAZ per l'installazione di un sistema di condotte sottomarine che consentiranno il trasporto del gas naturale dall'Algeria alla Spagna;
- il contratto *EPC* per conto di Saudi Aramco per la realizzazione di nove moduli di trattamento dell'acqua di mare per l'espansione dell'impianto di Qurayyah, nell'ambito dello sviluppo del giacimento *onshore* Khursaniyah in Arabia Saudita;

- il contratto *EPC* per conto di Saudi Aramco per la realizzazione e installazione di 16 piattaforme e di 80 chilometri di condotte sottomarine, nonché le *facility* di funzionamento delle piattaforme, finalizzate al mantenimento della capacità produttiva dell'Arabia Saudita;
- il contratto *EPIC* per conto di Saudi Aramco per la realizzazione di stazioni di pompaggio in giacimento di acqua proveniente dall'impianto di trattamento di Qurayyah.

Gli ordini acquisiti (7.428 milioni di euro) hanno riguardato per il 95% lavori da realizzare all'estero e per il 14% lavori assegnati da imprese di Eni. Il portafoglio ordini al 30 settembre 2007 è di 13.343 milioni di euro (13.191 milioni di euro al 31 dicembre 2006); il 93% riguarda lavori da realizzare all'estero e il 22% riguarda lavori assegnati da imprese di Eni.

ALTRE ATTIVITÀ

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
Risultati								
197	49	(148)	(75,1)	Ricavi della gestione caratteristica^(a)	662	152	(510)	(77,0)
(185)	(51)	134	72,4	Utile operativo	(401)	(282)	119	29,7
91	8			Esclusione special item:	179	123		
di cui:								
				Oneri (proventi) non ricorrenti		65		
91	8			Altri special item	179	58		
12				- Oneri ambientali	64	83		
6	(4)			- Svalutazioni	10	2		
15	12			- Oneri incentivazione all'esodo	16	13		
53				- Accantonamenti a fondo rischi	75	9		
5				- Altro	14	(49)		
(94)	(43)	51	54,3	Utile operativo adjusted	(222)	(159)	63	28,4
				Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)		(4)	(4)	
				Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	6		(6)	
(94)	(43)	51	54,3	Utile netto adjusted	(216)	(163)	53	24,5
20	8	(12)	(60,0)	Investimenti	34	43	9	26,5

(a) Prima dei ricavi infrasettoriali.

(b) Escludono gli special item.

CORPORATE E SOCIETÀ FINANZIARIE

Terzo trimestre				(milioni di euro)	Primi nove mesi			
2006	2007	Var. ass.	Var. %		2006	2007	Var. ass.	Var. %
Risultati								
224	309	85	37,9	Ricavi della gestione caratteristica^(a)	829	926	97	11,7
(65)	(23)	42	64,6	Utile operativo	(207)	(122)	85	41,1
8	8			Esclusione special item:	20	6		
di cui:								
				Oneri (proventi) non ricorrenti		(11)		
8	8			Altri special item	20	17		
2	8			- Oneri incentivazione all'esodo	14	17		
6				- Altro	6			
(57)	(15)	42	73,7	Utile operativo adjusted	(187)	(116)	71	38,0
(34)	(83)	(49)		Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	118	(54)	(172)	
				Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	(1)		1	
77	31	(46)		Imposte sul reddito ^(b)	67	132	65	
(14)	(67)	(53)	..	Utile netto adjusted	(3)	(38)	(35)	..
14	20	6	42,9	Investimenti	40	48	8	20,0

(a) Prima dei ricavi infrasettoriali.

(b) Escludono gli special item.

Non-GAAP measure

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 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 con imputazione a conto economico in quanto non soddisfano le condizioni formali per essere qualificati di copertura ai fini IFRS, 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'*accretion discount* di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Gli oneri/proventi finanziari, al netto della fiscalità correlata, esclusi dall'utile netto *adjusted* dei settori di attività, sono stati allocati sull'aggregato Corporate e società finanziarie.

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.

Terzo trimestre 2007

(milioni di euro)	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	3.309	590	282	5	211	(51)	(23)	56	4.379
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(28)	(219)	9					(238)
Esclusione special item									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti									
Altri special item:		19	56	16		8	5		104
- Oneri ambientali		1	42						43
- Svalutazioni						(4)			(4)
- Accantonamenti a fondo rischi							(3)		(3)
- Oneri per incentivazione all'esodo		18	16	16		12	8		70
- Altro			(2)						(2)
Special item dell'utile operativo		19	56	16		8	5		104
Utile operativo adjusted	3.309	581	119	30	211	(43)	(18)	56	4.245
Proventi (oneri) finanziari netti ^(*)	26	4		1			(83)		(52)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(*)	23	78	28		29				158
Imposte sul reddito ^(*)	(1.986)	(198)	(52)	(13)	(66)		31	(21)	(2.305)
Tax rate (%)	59,1	29,9	35,4						53,0
Utile netto adjusted	1.372	465	95	18	174	(43)	(70)	35	2.046
di cui:									
Utile netto di terzi azionisti ^(*)									154
Utile netto adjusted di competenza Eni									1.892
Utile netto di competenza Eni									2.146
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(165)
Esclusione special item:									(89)
Oneri (proventi) non ricorrenti									
Altri special item									(89)
Utile netto adjusted di competenza Eni									1.892

(*) I valori escludono gli special item.

Terzo trimestre 2006

(milioni di euro)	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	4.041	592	250	31	145	(185)	(65)	19	4.828
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(6)	83	5					82
Esclusione special item									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		57							57
Altri special item:	54	(24)	30	1		91	8		160
- Oneri ambientali		3	23			12			38
- Svalutazioni	48					6			54
- Plusvalenze su cessione di asset	3								3
- Accantonamenti a fondo rischi			1			53			54
- Oneri per incentivazione all'esodo	3	5	6	4		15	2		35
- Altro		(32)		(3)		5	6		(24)
Special item dell'utile operativo	54	33	30	1		91	8		217
Utile operativo adjusted	4.095	619	363	37	145	(94)	(57)	19	5.127
Proventi (oneri) finanziari netti ^(*)	(11)	6					(34)		(39)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(*)	37	100	42		27				206
Imposte sul reddito ^(*)	(2.165)	(253)	(148)	(33)	(55)		77	(7)	(2.584)
Tax rate (%)	52,5	34,9	36,5						48,8
Utile netto adjusted	1.956	472	257	4	117	(94)	(14)	12	2.710
di cui:									
Utile netto di terzi azionisti ^(*)									90
Utile netto adjusted di competenza Eni									2.620
Utile netto di competenza Eni									2.422
Esclusione (utile) perdita di magazzino									30
Esclusione special item:									168
Oneri (proventi) non ricorrenti									40
Altri special item									128
Utile netto adjusted di competenza Eni									2.620

(*) I valori escludono gli special item.

Nove mesi 2007

(milioni di euro)	E&P	C&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	9.859	2.696	702	216	601	(282)	(122)	32	13.702
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		80	(406)	(19)					(345)
Esclusione special item:									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti	(12)	(18)	37	6	(11)	65	(11)		56
Altri special item:	77	25	91	16		58	14		281
- Oneri ambientali		2	74			83			159
- Svalutazioni	76		1			2			79
- Accantonamenti a fondo rischi						9	(3)		6
- Oneri per incentivazione all'esodo	1	23	19	16		13	17		89
- Altro			(3)			(49)			(52)
Special item dell'utile operativo	65	7	128	22	(11)	123	3		337
Utile operativo adjusted	9.924	2.783	424	219	590	(159)	(119)	32	13.694
Proventi (oneri) finanziari netti ^(*)	22	8		1		(4)	(54)		(27)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(*)	123	296	112	2	67				600
Imposte sul reddito ^(*)	(5.641)	(1.045)	(191)	(74)	(179)		132	(12)	(7.010)
Tax rate (%)	56,0	33,9	35,6						49,1
Utile netto adjusted	4.428	2.042	345	148	478	(163)	(41)	20	7.257
di cui:									
Utile netto di terzi azionisti ^(*)									465
Utile netto adjusted di competenza Eni									6.792
Utile netto di competenza Eni									7.001
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(275)
Esclusione special item:									66
Oneri (proventi) non ricorrenti									81
Altri special item									(15)
Utile netto adjusted di competenza Eni									6.792

(*) I valori escludono gli special item.

Nove mesi 2006

(milioni di euro)	E&P	CS&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	12.439	2.499	705	100	356	(401)	(207)	(121)	15.370
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(26)	(171)	(56)					(253)
Esclusione special item:									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		57							57
Altri special item:	129	83	108	21		179	20		540
- Oneri ambientali		42	84			64			190
- Svalutazioni	180	51	1			10			242
- Plusvalenze nette su cessione di asset	(54)								(54)
- Accantonamenti a fondo rischi			4	20		75			99
- Oneri per incentivazione all'esodo	3	22	17	5		16	14		77
- Altro		(32)	2	(4)		14	6		(14)
Special item dell'utile operativo	129	140	108	21		179	20		597
Utile operativo adjusted	12.568	2.613	642	65	356	(222)	(187)	(121)	15.714
Proventi (oneri) finanziari netti ^(*)	(37)	17					118		98
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(*)	103	392	153	1	19	6	(1)		673
Imposte sul reddito ^(*)	(6.659)	(1.033)	(281)	(33)	(106)		67	45	(8.000)
Tax rate (%)	52,7	34,2	35,3						48,5
Utile netto adjusted	5.975	1.989	514	33	269	(216)	(3)	(76)	8.485
di cui:									
Utile netto di terzi azionisti ^(*)									428
Utile netto adjusted di competenza Eni									8.057
Utile netto di competenza Eni									7.697
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(180)
Esclusione special item:									540
Oneri (proventi) non ricorrenti									40
Altri special item									500
Utile netto adjusted di competenza Eni									8.057

(*) I valori escludono gli special item.

Dettaglio degli *special item*

Terzo trimestre		(milioni di euro)	Primi nove mesi	
2006	2007		2006	2007
57		Oneri (proventi) non ricorrenti	57	56
160	104	Altri special item:	540	281
38	43	Oneri ambientali	190	159
54	(4)	Svalutazioni	242	79
3		Plusvalenze nette su cessione di asset	(54)	
54	(3)	Accantonamenti a fondo rischi	99	6
35	70	Oneri incentivazione all'esodo	77	89
(24)	(2)	Altro	(14)	(52)
217	104	Special item dell'utile operativo	597	337
3		Oneri (proventi) finanziari	(11)	
(73)	(322)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(73)	(328)
		<i>di cui:</i>		
(73)		<i>Plusvalenza Galp Energia SGPS SA per cessione di asset regolati a Rede Eléctrica Nacional</i>	(73)	
	(290)	<i>Plusvalenza per cessione della partecipazione in Haldor Topsøe AS e Camon SA</i>		(290)
21	(30)	Imposte sul reddito	27	(102)
168	(248)	Totale special item dell'utile netto	540	(93)
		<i>di cui:</i>		
	(159)	quota degli <i>special item</i> di competenza di terzi azionisti		(159)
	(89)	quota degli special item di competenza Eni		66

DICHIARAZIONE DEL DIRIGENTE PREPOSTO ALLA REDAZIONE DEI DOCUMENTI CONTABILI SOCIETARI A NORMA DELLE DISPOSIZIONI DELL'ART. 154-BIS COMMA 2 DEL D.LGS. 58/1998 (TESTO UNICO DELLA FINANZA)

Il sottoscritto Marco Mangiagalli, *Chief Financial Officer* di Eni, in qualità di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari dichiara che la relazione trimestrale consolidata al 30 settembre 2007 di Eni SpA corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

La relazione trimestrale al 30 settembre 2007, non sottoposta a revisione contabile, è stata redatta seguendo le indicazioni fornite dalla Commissione Nazionale per le Società e la Borsa (CONSOB) nel Regolamento Emittenti e in conformità 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.

30 ottobre 2007

/firma/Marco Mangiagalli

Marco Mangiagalli
Chief Financial Officer



Società per Azioni

Sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale al 31 dicembre 2006:

euro 4.005.358.876 interamente versato

Registro delle Imprese di Roma,

codice fiscale 00484960588

Sedi secondarie:

San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1

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

Ufficio rapporti con gli investitori

Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)

Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929

e-mail: investor.relations@eni.it

Sito internet: www.eni.it

Centralino: +39-0659821

Numero verde: 800940924

Casella e-mail: segreteria.societaria.azionisti@eni.it

ADRs/Depository

Morgan Guaranty Trust Company of New York

ADR Department

60 Wall Street (36th Floor)

New York, New York 10260

Tel. 212-648-3164

ADRs/Transfer agent

Morgan ADR Service Center

2 Heritage Drive

North Quincy, MA 02171

Tel. 617-575-4328

Progetto grafico: Opera

Copertina: Grafica Internazionale - Roma

Impaginazione e supervisione: Korus - Roma

Stampa digitale: Mari Group Communications - Roma



Società per Azioni
Piazzale Enrico Mattei 1 - 00144 Roma
Tel +39.0659821 • Fax +39.0659822141
www.eni.it