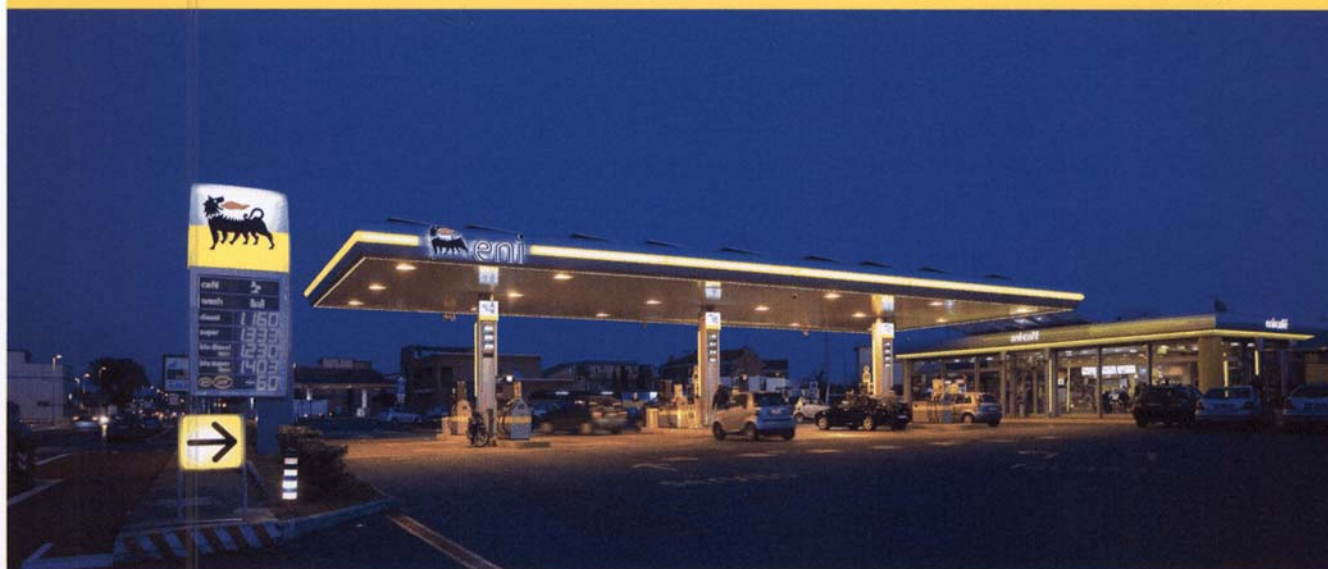


Refining & Marketing



Principali indicatori di <i>performance</i>		2007	2008	2009
Ricavi della gestione caratteristica ^{(a)(b)}	(milioni di euro)	36.349	45.017	31.769
Utile operativo		686	(988)	(102)
Utile operativo <i>adjusted</i>		292	580	(357)
Utile netto <i>adjusted</i>		294	521	(197)
Investimenti tecnici		979	965	635
Capitale investito netto <i>adjusted</i> a fine periodo ^(c)		7.149	8.260	7.560
ROACE <i>adjusted</i> ^(c)	(%)	4,6	6,5	(2,6)
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	37,15	35,84	34,55
Grado di conversione del sistema	(%)	56	58	60
Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	748	737	747
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	11,80	12,03	12,02
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo ^(d)	(numero)	6.440	5.956	5.986
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa ^(d)	(migliaia di litri)	2.486	2.502	2.477
Dipendenti a fine periodo	(numero)	9.428	8.327	8.166

(a) A partire dal 1° gennaio 2009 Eni ha adottato le disposizioni dell'Ifric 13 "Programmi di fidelizzazione della clientela" che stabilisce che i punti premio attribuiti alla clientela nell'ambito dei relativi programmi di fidelizzazione sono scorporati dalla transazione principale in base al loro *fair value* e rilevati come ricavi quando avviene il relativo utilizzo. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(c) Per la definizione e la metodologia di calcolo si veda di seguito il paragrafo "Return On Average Capital Employed (ROACE)".

(d) I dati relativi all'esercizio 2007 includono le attività *downstream* in Penisola Iberica cedute a Galp nell'ottobre 2008.

Sviluppi di portafoglio e principali iniziative

Il 21 gennaio 2010 Eni ha definito l'accordo per l'acquisizione in Austria di attività *downstream* che comprendono una rete di distribuzione di carburanti di 135 impianti, attività extrarete (che includono 36 stazioni di proprietà di rivenditori a marchio Esso) nonché asset commerciali nel *business* avio e attività complementari di logistica e stoccaggio. La transazione è soggetta all'approvazione delle competenti Autorità in materia di concorrenza.

Continua il processo di riqualificazione della rete di distribuzione Eni volta al miglioramento del servizio e degli *standard* qualitativi dei punti vendita. Nel 2010 è stato avviato il processo di *re-branding* delle stazioni al marchio "eni", che sarà utilizzato per tutte le attività *downstream oil&gas* del Gruppo.

Risultati finanziari

Nel 2009 il settore Refining & Marketing ha registrato una perdita netta *adjusted* di 197 milioni di euro con un peggioramento di 718 milioni di euro rispetto al 2008 (che ha chiuso con l'utile di 521 milioni di euro) per effetto della significativa flessione operati-

va, causata dal calo dei margini di raffinazione in un contesto di fondamentali deboli del settore, nonché della riduzione dei risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

- › Il *ROACE adjusted* è stato del -2,6%, in flessione rispetto al 2008 (6,5%).
- › Sono stati investiti 635 milioni di euro per il miglioramento del grado di conversione e della flessibilità delle raffinerie, la logistica e il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto d'Europa.
- › L'obiettivo di medio termine è il recupero di redditività attraverso il rafforzamento del sistema di raffinazione e il consolidamento della *leadership* nel mercato italiano rete e della posizione di mercato nelle aree sinergiche dell'Europa.

Risultati operativi

- › Nel 2009 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 34,55 milioni di tonnellate con una riduzione del 3,6% rispetto al 2008. In Italia la riduzione delle lavorazioni in conto proprio (-3,3%) riflette essenzialmente scelte operative di bilanciamento dovute allo scenario sfavorevole. All'estero la flessione delle lavorazioni presso la raffineria in Repubblica Ceca è dovuta al minore utilizzo degli impianti connesso al calo della domanda.
- › La quota di mercato rete in Italia è del 31,5% con un incremento di 0,9 punti percentuali rispetto al 2008 per effetto della campagna di fidelizzazione You&Agip, delle politiche commerciali e di *pricing* attuate nel corso dell'anno (in particolare si segnala il successo della modalità di vendita "Iperself"), e del convenzionamento di nuovi punti vendita. A fronte di una sostanziale tenuta dei consumi nazionali (-0,6%) le vendite rete di 9,03 milioni di tonnellate hanno registrato un aumento del 2,5% per effetto essenzialmente delle maggiori vendite di gasolio e GPL.
- › Le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa (circa 2,99 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 230 mila tonnellate, pari al 7,1%, a causa della flessione della domanda di carburanti in particolare in Europa Orientale.
- › Nel 2009 sono stati aperti/ristrutturati 53 *outlet* per la fornitura di prodotti e servizi *non oil* su altrettante stazioni di servizio della rete italiana. Escludendo il risultato delle attività *downstream* in Penisola Iberica cedute nell'ottobre 2008, il fatturato *non oil* della rete europea è stato di 147 milioni di euro, in crescita del 2,4% rispetto al 2008.

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2009 sono state acquistate 67,40 milioni di tonnellate di petrolio (57,91 milioni nel 2008), di cui 32,75 milioni dal settore Exploration & Production, 14,94 milioni sul mercato *spot* e 19,71 milioni dai Paesi produttori con

contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 25% dall'Africa Occidentale, 19% dai Paesi della Russia europea e asiatica, 15% dal Medio Oriente, 13% dall'Africa Settentrionale, 11% dal Mare del Nord, 4% dall'Italia e 13% da altre aree.

Acquisti	(milioni di tonnellate)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Greggi equity						
Produzione Eni estero		27,47	26,14	29,84	3,70	14,2
Produzione Eni nazionale		4,10	3,57	2,91	(0,66)	(18,5)
		31,57	29,71	32,75	3,04	10,2
Altri greggi						
Acquisti spot		11,34	12,09	14,94	2,85	23,6
Contratti a termine		16,65	16,11	19,71	3,60	22,3
		27,99	28,20	34,65	6,45	22,9
Totale acquisti di greggi		59,56	57,91	67,40	9,49	16,4
Acquisti di semilavorati		3,59	3,39	2,92	(0,47)	(13,9)
Acquisti di prodotti		16,14	17,42	13,98	(3,44)	(19,7)
TOTALE ACQUISTI		79,29	78,72	84,30	5,58	7,1
Consumi per produzione di energia elettrica		(1,13)	(1,00)	(0,96)	0,04	4,0
Altre variazioni ^(a)		(2,19)	(1,04)	(1,64)	(0,60)	(57,7)
		75,97	76,68	81,70	5,02	6,5

(a) Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

Sono state commercializzate 36,11 milioni di tonnellate di petrolio, in netto aumento rispetto al 2008 (+38,9%) per effetto principalmente delle maggiori attività di *trading*. Sono state acquistate 2,92 milioni di tonnellate di semilavorati (3,39 milioni nel 2008) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 13,98 milioni di tonnellate di prodotti (17,42 milioni nel 2008) destinati alla vendita sui mercati esteri (10,10 milioni di tonnellate) e sul mercato italiano (3,88 milioni di tonnellate) a completamento delle disponibilità da produzione.

Raffinazione

Nel 2009 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (34,55 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,29 milioni di tonnellate rispetto al 2008, pari al 3,6%. In Italia sono state registrate minori lavorazioni di circa 990 mila di tonnellate (-3,3%), in particolare sulla Raffineria di Gela per effetto principalmente del prolungamento delle fermate per

manutenzioni programmate, nonché su Livorno e Taranto in relazione alle scelte operative di bilanciamento dovute allo scenario sfavorevole e all'andamento della domanda di prodotti.

All'estero la flessione di circa 300 mila tonnellate delle lavorazioni ha riguardato principalmente la raffineria in Repubblica Ceca e il polo di raffinazione in Germania a seguito del minore utilizzo degli impianti, connesso al calo della domanda, e della ristrutturazione del sito di Ingolstadt in Germania.

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 24,02 milioni di tonnellate, in diminuzione di 1,57 milioni di tonnellate (-6,1%) rispetto al 2008 per effetto delle minori lavorazioni in conto terzi presso le raffinerie di Venezia e Sannazzaro conseguente alla cessazione a fine 2008 del contratto di lavorazione Tamoil. Il 16,3% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in diminuzione di 5,2 punti percentuali rispetto al 2008 (21,5%), equivalenti a un minor volume di circa 1,87 milioni di tonnellate.

Disponibilità di prodotti petroliferi

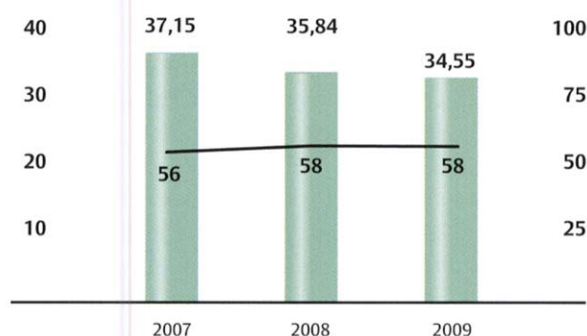
(milioni di tonnellate)

	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
ITALIA					
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	27,79	25,59	24,02	(1,57)	(6,1)
Lavorazioni in conto terzi	(1,76)	(1,37)	(0,49)	0,88	64,2
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	6,42	6,17	5,87	(0,30)	(4,9)
Lavorazioni in conto proprio	32,45	30,39	29,40	(0,99)	(3,3)
Consumi e perdite	(1,63)	(1,61)	(1,60)	0,01	0,6
Prodotti disponibili da lavorazioni	30,82	28,78	27,80	(0,98)	(3,4)
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	2,16	2,56	3,73	1,17	45,7
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(3,80)	(1,42)	(3,89)	(2,47)	
Consumi per produzione di energia elettrica	(1,13)	(1,00)	(0,96)	0,04	4,0
Prodotti venduti	28,05	28,92	26,68	(2,24)	(7,7)
ESTERO					
Lavorazioni in conto proprio	4,70	5,45	5,15	(0,30)	(5,5)
Consumi e perdite	(0,31)	(0,25)	(0,25)		
Prodotti disponibili da lavorazioni	4,39	5,20	4,90	(0,30)	(5,8)
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	13,91	15,14	10,12	(5,02)	(33,2)
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	3,80	1,42	3,89	2,47	
Prodotti venduti	22,10	21,76	18,91	(2,85)	(13,1)
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero	37,15	35,84	34,55	(1,29)	(3,6)
di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity	9,29	6,98	5,11	(1,87)	(26,8)
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	50,15	50,68	45,59	(5,09)	(10,0)
Vendite di greggi	25,82	26,00	36,11	10,11	38,9
TOTALE VENDITE	75,97	76,68	81,70	5,02	6,5

Lavorazioni in conto proprio e grado di conversione delle raffinerie

(milioni di tonnellate)

(%)



■ Lavorazioni in conto proprio — Grado di conversione del sistema



Italia (Sannazzaro de' Burgondi) - raffineria.

Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel 2009, escludendo l'impatto della cessione nel 2008 delle attività di distribuzione nella Penisola Iberica (-1,52 milioni di tonnellate), le vendite di prodotti petroliferi

(45,59 milioni di tonnellate) sono diminuite di 3,57 milioni di tonnellate rispetto al 2008, pari al 7,3%, a causa principalmente dei minori volumi venduti sul mercato extrarete in Italia e all'estero.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero

(milioni di tonnellate)

	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Rete	8,62	8,81	9,03	0,22	2,5
Extrarete	11,09	11,15	9,56	(1,59)	(14,3)
Petrolchimica	1,93	1,70	1,33	(0,37)	(21,8)
Altre vendite	6,41	7,26	6,76	(0,50)	(6,9)
Vendite in Italia	28,05	28,92	26,68	(2,24)	(7,7)
Rete resto d'Europa	3,18	3,22	2,99	(0,23)	(7,1)
Extrarete resto d'Europa	3,20	3,94	3,66	(0,28)	(7,1)
Extrarete altro estero	0,57	0,56	0,41	(0,15)	(26,8)
Altre vendite	13,11	12,52	11,85	(0,67)	(5,4)
Vendite all'estero	20,06	20,24	18,91	(1,33)	(6,6)
	48,11	49,16	45,59	(3,57)	(7,3)
Penisola Iberica	2,04	1,52	-	(1,52)	..
di cui: Rete	0,85	0,64		(0,64)	..
Extrarete	1,19	0,88		(0,88)	..
TOTALE VENDITE	50,15	50,68	45,59	(5,09)	(10,0)

Vendite rete Italia

Nel 2009, a fronte di una sostanziale tenuta dei consumi nazionali, le vendite sulla rete in Italia (9,03 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 220 mila tonnellate, pari al 2,5%, per effetto essenzialmente della campagna di fidelizzazione "You&Agip", delle politiche commerciali e di pricing attuate nel corso dell'anno, con particolare riferimento al successo riscosso dall'iniziativa "Iperself", e dell'apertura/convenzionamento di nuovi punti vendita. Tali azioni hanno sostenuto l'incremento di 0,9 punti percentuali della quota di mercato dal 30,6% al 31 dicembre 2008 al 31,5% del 2009. Le maggiori vendite hanno riguardato essenzialmente il gasolio e il

GPL, a fronte di vendite della benzina in lieve flessione.

Al 31 dicembre 2009 la rete di distribuzione in Italia era costituita da 4.474 stazioni di servizio con un incremento di 65 unità rispetto al 31 dicembre 2008 (4.409 stazioni di servizio) per effetto: (i) del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (90 unità); (ii) dell'apertura di nuove stazioni di servizio (7 unità), parzialmente compensata dalla chiusura di impianti a basso erogato (24 unità) e dal mancato rinnovo di 8 concessioni autostradali. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (2.482 mila litri) ha registrato un aumento di 13 mila litri rispetto al 2008.

Vendite per prodotto/canale	(milioni di tonnellate)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Italia		19,71	19,96	18,59	(1,37)	(6,9)
Vendite rete		8,62	8,81	9,03	0,22	2,5
Benzina		3,19	3,11	3,05	(0,06)	(1,9)
Gasolio		5,25	5,50	5,74	0,24	4,4
GPL		0,17	0,19	0,22	0,03	15,8
Altri prodotti		0,01	0,01	0,02	0,01	100,0
Vendite extrarete		11,09	11,15	9,56	(1,59)	(14,3)
Gasolio		4,42	4,52	4,30	(0,22)	(4,9)
Oli combustibili		0,95	0,85	0,72	(0,13)	(15,3)
GPL		0,37	0,38	0,35	(0,03)	(7,9)
Benzina		0,15	0,15	0,12	(0,03)	(20,0)
Lubrificanti		0,13	0,12	0,09	(0,03)	(25,0)
Bunker		1,58	1,70	1,38	(0,32)	(18,8)
Altri prodotti		3,49	3,43	2,60	(0,83)	(24,2)
Estero (rete + extrarete)		8,99	7,72	7,06	(0,66)	(8,5)
Benzina		2,29	2,12	1,89	(0,23)	(10,8)
Gasolio		5,16	3,80	3,54	(0,26)	(6,8)
Jet fuel		0,38	0,47	0,35	(0,12)	(25,5)
Oli combustibili		0,25	0,23	0,28	0,05	21,7
Lubrificanti		0,09	0,11	0,10	(0,01)	(9,1)
GPL		0,49	0,52	0,50	(0,02)	(3,8)
Altri prodotti		0,33	0,47	0,40	(0,07)	(14,9)
		28,70	27,68	25,65	(2,03)	(7,3)
Penisola Iberica		2,04	1,52	-	(1,52)	..
Totale		30,74	29,20	25,65	(3,55)	(12,2)

Nel 2009 le vendite di carburanti della linea Blu – carburanti a elevate prestazioni e contenuto impatto ambientale – hanno beneficiato di un livello di prezzi inferiori al 2008 registrando vendite pressoché stabili grazie anche a specifiche azioni di *marketing* e fidelizzazione attuate nel corso dell'anno.

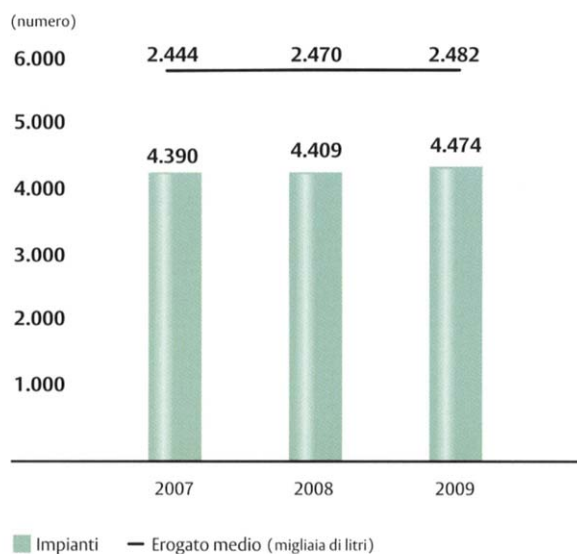
In particolare le vendite di BluDiesel e BluDieselTech sono state di circa 600 mila tonnellate (720 milioni di litri) e hanno rappresentato il 10,5% dei volumi di gasolio commercializzati da Eni sulla rete. Al 31 dicembre 2009 le stazioni di servizio che hanno commercializzato BluDiesel sono 4.104 (4.095 a fine 2008) pari a circa il 92% del totale. Le vendite di BluSuper sono state di circa 82 mila tonnellate (110 milioni di litri) sostanzialmente invariate rispetto al 2008 e sono pari al 2,7% dei volumi di benzina commercializzati da Eni sulla rete. Al 31 dicembre 2009 le stazioni di servizio che hanno commercializzato BluSuper sono 2.679 (2.631 a fine 2008), pari a circa il 60% del totale.

Nel 2009 si è conclusa con successo l'iniziativa promozionale "You&Agip", il programma di fidelizzazione della base clienti lanciato nel marzo 2007 con durata triennale. Nell'ambito del programma le *fidelity card* che nel corso dell'anno hanno effettuato almeno una transazione sono, al 31 dicembre 2009, circa 5,4 milioni. Le carte mediamente attive in ogni mese sono circa 3,1 milioni. Il volume venduto in funzione dell'accumulo punti con

le *card* è stato di oltre il 45% dell'erogato delle stazioni di servizio aderenti all'iniziativa, corrispondente a circa il 44% dell'erogato complessivo della rete.

Nel febbraio 2010 è stata lanciata la nuova campagna promozionale "you&eni" di durata triennale e con scadenza il 31 gennaio 2013.

Stazioni di servizio in Italia ed erogato medio



Vendite rete resto d'Europa

Nel 2009, escludendo l'effetto della cessione a Galp delle attività *downstream* in Penisola Iberica (-0,64 milioni di tonnellate), le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa di 2,99 milioni di tonnellate sono diminuite di circa 230 mila tonnellate, pari al 7,1%, principalmente in Germania ed Europa Orientale a causa della contrazione della domanda di carburanti.

Al 31 dicembre 2009 la rete di distribuzione nel resto d'Europa era costituita da 1.512 stazioni di servizio con una diminuzione di 35 unità rispetto al 31 dicembre 2008 (1.547 stazioni di servizio). L'evoluzione della rete ha visto: (i) la chiusura di 32 impianti a basso erogato; (ii) il saldo negativo di 32 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento, con decrementi in Germania e variazioni positive in Ungheria; (iii) l'acquisto di 21 impianti, in particolare in Romania; (iv) l'apertura di 8 nuove unità.

L'erogato medio (2.461 mila litri) è in flessione rispetto al 2008 di circa 116 mila litri.

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Nel 2009 le vendite extrarete in Italia (9,56 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,59 milioni di tonnellate rispetto al 2008, pari al 14,3%, essenzialmente per effetto della recessione economica che ha determinato un calo nella domanda di prodotti da parte dell'industria (in particolare avio, *bunkeraggi* marittimi e olii combustibili destinati al settore termoelettrico), nonché la flessione dei consumi di gasolio.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa (3,66 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 280 mila tonnellate, pari al 7,1%, (al netto delle cessioni in Penisola Iberica),

essenzialmente in Germania, Repubblica Ceca e Svizzera per effetto della contrazione dei consumi, in particolare di gasolio riscaldamento.

Le vendite al settore Petrolchimica (1,33 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 370 mila tonnellate per le minori forniture di *feedstock* in relazione alla contrazione della domanda.

Le altre vendite (18,61 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 1,17 milioni di tonnellate, pari al 5,9%, per effetto essenzialmente della flessione dei volumi venduti a *trader* e società petrolifere, nonché delle minori attività sul cargo *market*, anche per effetto delle minori lavorazioni.

Investimenti tecnici

Nel 2009 gli investimenti tecnici del settore di 635 milioni di euro hanno riguardato: (i) l'attività di raffinazione, *supply* e di logistica in Italia (436 milioni di euro), finalizzati essenzialmente al miglioramento del grado di conversione e della flessibilità degli impianti, tra cui la realizzazione dell'impianto Est di Sannazzaro e di due nuove unità di *hydrocracking* presso le raffinerie di Sannazzaro (in marcia da luglio) e Taranto (previsto in avviamento nel 2010), nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) il potenziamento della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e dell'attività di extrarete e GPL (118 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).

Complessivamente gli investimenti in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 78 milioni di euro.

Investimenti tecnici	(milioni di euro)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Italia		873	850	581	(269)	(31,6)
Estero		106	115	54	(61)	(53,0)
		979	965	635	(330)	(34,2)
Raffinazione, supply e logistica		675	630	436	(194)	(30,8)
Italia		675	630	436	(194)	(30,8)
Marketing		282	298	172	(126)	(42,3)
Italia		176	183	118	(65)	(35,5)
Estero		106	115	54	(61)	(53,0)
Altre Attività		22	37	27	(10)	(27,0)
		979	965	635	(330)	(34,2)

Petrolchimica



Principali indicatori di performance		2007	2008	2009
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(milioni di euro)	6.934	6.303	4.203
Petrolchimica di base		3.582	3.060	1.832
Polimeri		3.109	2.961	2.185
Altri ricavi		243	282	186
Utile operativo		100	(845)	(675)
Utile operativo <i>adjusted</i>		116	(398)	(426)
Utile netto <i>adjusted</i>		74	(323)	(340)
Investimenti tecnici		145	212	145
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	8.795	7.372	6.521
Vendite di prodotti petrolchimici		5.513	4.684	4.265
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	80,6	68,6	65,4
Dipendenti a fine periodo	(numero)	6.534	6.274	6.068

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

- › Il settore ha registrato una perdita netta *adjusted* di 340 milioni di euro con peggioramento di 17 milioni rispetto al 2008, dovuto al perdurare delle condizioni di debolezza dei fondamentali dell'industria con domanda in calo ed elevata pressione competitiva.
- › Le vendite di prodotti petrolchimici di 4.265 mila tonnellate sono diminuite di 419 mila tonnellate rispetto al 2008 (-8,9%) per effetto del calo della domanda dei prodotti, in particolare nel settore *automotive*, a seguito della recessione economica.
- › Le produzioni di 6.521 mila tonnellate sono diminuite di 851 mila tonnellate (-11,5%) per effetto della forte contrazione della domanda in tutti i *business*.

Vendite – produzioni – prezzi

Nel 2009 le vendite (4.265 mila tonnellate) si sono ridotte di 419 mila tonnellate (-8,9%) per effetto della generale debolezza del mercato per i primi nove mesi del 2009 con una leggera ripresa della domanda dei polimeri nell'ultimo trimestre.

Le produzioni (6.521 mila tonnellate) hanno registrato una riduzione di 851 mila tonnellate rispetto al 2008, pari all'11,5%, in tutte le aree di *business*. Il generalizzato calo della domanda nel comparto chimico ed in particolare nelle *commodities* ha determinato fermate straordinarie di alcuni impianti per limitare l'eccesso di stoccaggio. In particolare, la riduzione maggiore si è verificata a Porto Torres (-51%), come conseguenza della fermata dell'impianto di fenolo da inizio anno e marcia a carico ridotto per esigenze commerciali.

La capacità produttiva nominale si è ridotta del 3,3% rispetto al 2008, per la fermata del *cracker* di Gela e per la fermata dell'impianto di fenolo di Porto Torres. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è passato dal 68,6% al 65,4% per effetto della contrazione delle quantità prodotte.

I prezzi unitari medi di vendita sono diminuiti di circa il 26%. Le riduzioni più consistenti si sono registrate nei prezzi medi dei principali prodotti petrolchimici (-35% nelle olefine), per l'impatto negativo dello scenario petrolifero con la *virgin* nafta in calo del 32,3% rispetto al 2008. I prezzi unitari medi dei polimeri ed in particolare degli elastomeri (-17%) si sono ridotti in misura minore, per effetto della maggiore inerzia ad adeguarsi allo scenario petrolifero e di previsti aumenti per il nuovo anno.

Disponibilità di prodotti	(migliaia di tonnellate)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Petrolchimica di base		6.274	5.110	4.350	(760)	(14,9)
Polimeri		2.521	2.262	2.171	(91)	(4,0)
Produzioni		8.795	7.372	6.521	(851)	(11,5)
Consumi e perdite		(4.099)	(3.539)	(2.701)	838	(23,7)
Acquisti e variazioni rimanenze		816	851	445	(406)	(47,7)
		5.513	4.684	4.265	(419)	(8,9)

Andamento per *business*

Petrolchimica di Base

I ricavi della petrolchimica di base (1.832 milioni di euro) sono diminuiti di 1.228 milioni di euro rispetto al 2008 (-40,1%), in tutti i principali *business* per effetto di una sensibile riduzione dei prezzi medi unitari (dal -25 al -35%) correlati all'andamento delle quotazioni delle principali materie prime petrolifere, ed in misura minore per la contrazione dei volumi venduti. In particolare i volumi venduti di olefine ed aromatici si sono ridotti rispettivamente dell'8% e del 10,5%, nonostante il recupero registrato nell'ultimo trimestre.

Le vendite di intermedi sono diminuite del 34% per mancanza di prodotto per la fermata dell'impianto di Porto Torres a seguito del peggioramento dello scenario.

Le produzioni della petrolchimica di base (4.350 mila tonnellate) sono diminuite di 760 mila tonnellate rispetto al 2008 (-14,9%) rispetto al 2008, per effetto del calo della domanda di monomeri.

Polimeri

I ricavi dei polimeri (2.185 milioni di euro) sono diminuiti di 776 milioni di euro rispetto al 2008 (-26,2%), principalmente per effetto della riduzione dei prezzi.

I volumi venduti di polietilene sono diminuiti dell'1,3% nonostante la leggera ripresa della domanda registrata negli ultimi mesi dell'anno. Le vendite di polimeri stire-

nici hanno registrato una *performance* stabile, con un aumento delle vendite di polistirolo compatto del 2,5% rispetto al 2008. Permangono in calo i volumi di vendita degli elastomeri (-7%), per la maggior presenza nei settori industriali più colpiti dalla recessione economica (in particolare settore auto).

Le produzioni dei polimeri (2.171 mila tonnellate) sono diminuite di 91 mila tonnellate rispetto al 2008 (-4%), in linea con l'andamento delle vendite. I volumi prodotti di stirenici e di polietilene si sono ridotti del 3%, per effetto essenzialmente della fermata di Porto Torres. Le produzioni degli elastomeri sono diminuite dell'8,8%, per effetto delle fermate di impianti, principalmente nei primi mesi del 2009, a causa del calo della domanda industriale, in particolare nel settore *automotive*.

Investimenti tecnici

Nel 2009 gli investimenti tecnici di 145 milioni di euro (212 milioni di euro nel 2008) hanno riguardato in particolare interventi di miglioramento dell'efficienza impiantistica (58 milioni di euro), interventi di manutenzione straordinaria (28 milioni di euro), interventi di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di Legge in tema di salute e sicurezza (28 milioni di euro) e interventi di mantenimento e di razionalizzazione (20 milioni di euro).

Ingegneria & Costruzioni



Principali indicatori di performance		2007	2008	2009
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(milioni di euro)	8.678	9.176	9.664
Utile operativo		837	1.045	881
Utile operativo <i>adjusted</i>		840	1.041	1.120
Utile netto <i>adjusted</i>		658	784	892
Investimenti tecnici		1.410	2.027	1.630
ROACE <i>adjusted</i> ^(b)	(%)	17,1	16,8	15,4
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	11.845	13.860	9.917
Portafoglio ordini a fine periodo	(milioni di euro)	15.390	19.105	18.730
Dipendenti a fine periodo	(numero)	33.111	35.629	35.969

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Per la definizione e la metodologia di calcolo si veda di seguito il paragrafo "Return On Average Capital Employed (ROACE)".

- › L'utile netto *adjusted* di 892 milioni di euro è aumentato di 108 milioni di euro rispetto al 2008 (+13,8%) per effetto della tenuta dei ricavi e della redditività grazie ai progetti acquisiti nella fase espansiva del ciclo petrolifero.
- › L'utile operativo di 881 milioni di euro è diminuito di 164 milioni di euro rispetto al 2008 (-15,7%) esclusivamente per effetto dell'onere non ricorrente, rappresentato dall'accantonamento di 250 milioni di euro, relativo alla stima sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA, della possibile definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle note al Bilancio consolidato. Tale onere, benché attribuito al settore Ingegneria & Costruzioni, in quanto relativo alla realizzazione di impianti di liquefazione di gas, è interamente a carico di Eni e ad esso non partecipano i terzi azionisti di Saipem per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio.
- › Il ROACE *adjusted* è pari al 15,4% nel 2009, in diminuzione rispetto al 2008 (16,8%).
- › Gli ordini acquisiti di 9.917 milioni di euro sono diminuiti di 3.943 milioni di euro rispetto al 2008 (-28,4%) in particolare nelle attività *onshore* e perforazioni terra.
- › Il portafoglio ordini di 18.730 milioni di euro al 31 dicembre 2009 (19.105 milioni di euro al 31 dicembre 2008) riguarda principalmente progetti in Africa Settentrionale (30%), Africa Occidentale (15%) e Resto d'Europa (13%).
- › Gli investimenti tecnici di 1.630 milioni di euro diminuiscono di 397 milioni di euro rispetto al 2008 (-19,6%) e riguardano essenzialmente l'*upgrading* della flotta dei mezzi navali di costruzione e perforazione.

Attività dell'anno

Tra le principali acquisizioni del 2009 si segnalano:

- il contratto EPC per conto della *joint venture* tra Eni e Sonatrach per la realizzazione di un impianto per il trattamento del gas proveniente dal giacimento *onshore* Menzel Ledjmet e degli sviluppi futuri dei campi del CAFC (*Central Area Field Complex*) in Algeria;
- il contratto per conto di Agip KCO, nell'ambito dello sviluppo del giacimento Kashagan per la realizzazione di lavori di connessione e messa in opera delle strutture a mare e attività presso il cantiere di Kuryk in Kazakhstan;
- il contratto per conto di Eni per la conversione di una petroliera in un impianto di produzione galleggiante FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) avente una capacità di stoccaggio di 700.000 barili e una capacità produttiva di 12.000 barili/giorno;
- il contratto EPC per conto di Sonatrach per la realizzazione del gasdotto GK3 di circa 350 chilometri, che collegherà diverse località situate nella regione nord-orientale dell'Algeria;
- il contratto EPC per conto di ESSO Exploration Angola per lo sviluppo dei giacimenti Kizomba Satellites situati al largo delle coste angolane. In particolare il progetto

- assicurerà il collegamento dei giacimenti di Mavacola e Clochas ai mezzi di produzione galleggiante (FPSO);
- il contratto EPC per conto di Qafco per la realizzazione di un nuovo impianto per la produzione di urea nella città di Mesaieed, in Qatar;
- il contratto per conto di Esso Highlands Ltd, per la posa a mare del gasdotto PNG LNG EPC2 di 407 chilometri, in Papua Nuova Guinea;
- il contratto EPIC per conto di Premier Oil Natura Sea B.V per la realizzazione di due piattaforme e delle relative infrastrutture presso il campo *offshore* di Gajah Baru, al largo delle coste dell'Indonesia;
- il contratto EPC per conto di Sonatrach per la realizzazione del terminale marittimo destinato all'esportazione dei prodotti del futuro impianto di ammoniaca/urea di Arzew, in Algeria.

Gli ordini acquisiti (9.917 milioni di euro) hanno riguardato per il 79% lavori da realizzare all'estero e per il 32% lavori assegnati da imprese di Eni. Il portafoglio ordini al 31 dicembre 2009 è di 18.730 milioni di euro (19.105 milioni di euro al 31 dicembre 2008); il 93% riguarda lavori da realizzare all'estero e il 22% lavori assegnati da imprese di Eni.

Ordini acquisiti	(milioni di euro)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Ordini acquisiti		11.845	13.860	9.917	(3.943)	(28,4)
<i>Offshore</i>		3.496	4.381	5.089	708	16,2
<i>Onshore</i>		6.070 ^(a)	7.522	3.665	(3.857)	(51,3)
Perforazioni mare		1.644	760	585	(175)	(23,0)
Perforazioni terra		635	1.197	578	(619)	(51,7)
di cui:						
- Eni		1.923	540	3.147	2.607	..
- Terzi		9.922	13.320	6.770	(6.550)	(49,2)
di cui:						
- Italia		574	831	2.081	1.250	..
- Estero		11.271	13.029	7.836	(5.193)	(39,9)

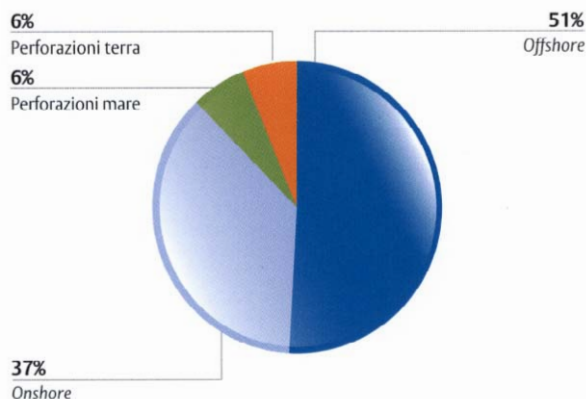
(a) Al netto della cessione di Haldor Topsoe AS e Camom SA per un ammontare complessivo pari a 181 milioni di euro.

Portafoglio ordini	(milioni di euro)	31.12.2007	31.12.2008	31.12.2009	Var. ass.	Var. %
Portafoglio ordini		15.390	19.105	18.730	(375)	(2,0)
<i>Offshore</i>		4.215	4.682	5.430	748	16,0
<i>Onshore</i>		7.003 ^(a)	9.201	8.035	(1.166)	(12,7)
Perforazioni mare		3.471	3.759	3.778	19	0,5
Perforazioni terra		701	1.463	1.487	24	1,6
di cui:						
- Eni		3.399	2.547	4.103	1.556	61,1
- Terzi		11.991	16.558	14.627	(1.931)	(11,7)
di cui:						
- Italia		799	435	1.341	906	..
- Estero		14.591	18.670	17.839	(831)	(4,5)

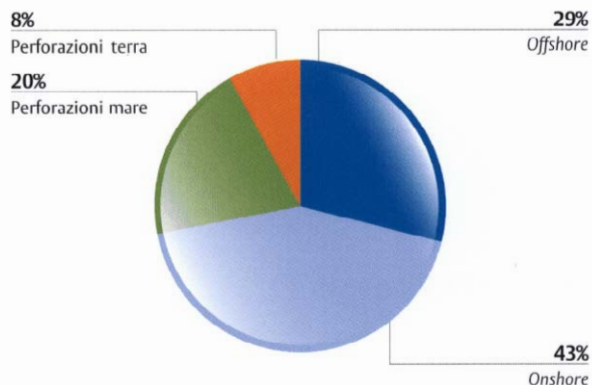
(a) Al netto della cessione di Haldor Topsoe AS e Camom SA per un ammontare complessivo pari a 181 milioni di euro.

Ordini acquisiti a fine periodo

(9.917 milioni di euro)

**Portafoglio ordini a fine periodo**

(18.730 milioni di euro)

**Investimenti tecnici**

Gli investimenti del settore Ingegneria & Costruzioni sostenuti nell'anno di 1.630 milioni di euro hanno riguardato:

- (i) *Offshore*: l'acquisto del *lay barge* Acergy Piper rinominato Castoro Sette, la realizzazione di un nuovo *pipelayer*, del *field development ship* FDS2 per acque profonde, la costruzione di una nuova *yard* di fabbricazione in Indonesia e le attività di conversione di una petroliera in un'unità FPSO;

- (ii) Perforazione mare: l'allestimento delle due piattaforme semisommersibili Scarabeo 8 e 9, della nave di perforazione per acque ultraprofonde Saipem 12000 e del *jack up* Perro Negro 6;
- (iii) Perforazione terra: la realizzazione/potenziamento di strutture operative;
- (iv) *Onshore*: il mantenimento e l'*upgrading* dell'*asset base*.

Investimenti tecnici	(milioni di euro)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
<i>Offshore</i>		566	741	691	(50)	(6,7)
<i>Onshore</i>		76	48	19	(29)	(60,4)
Perforazioni mare		478	785	706	(79)	(10,1)
Perforazioni terra		266	424	188	(236)	(55,7)
Altri investimenti		24	29	26	(3)	(10,3)
		1.410	2.027	1.630	(397)	(19,6)

Commento ai risultati economico-finanziari

CONTO ECONOMICO

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
87.204	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	108.082	83.227	(24.855)	(23,0)
833	Altri ricavi e proventi	728	1.118	390	53,6
(61.933)	Costi operativi	(80.354)	(62.532)	17.822	22,2
(8)	di cui: (oneri) proventi non ricorrenti	21	(250)	(271)	
(129)	Altri proventi e oneri operativi ^(b)	(124)	55	179	..
(7.236)	Ammortamenti e svalutazioni	(9.815)	(9.813)	2	..
18.739	Utile operativo	18.517	12.055	(6.462)	(34,9)
46	Proventi (oneri) finanziari netti	(640)	(551)	89	13,9
1.243	Proventi netti su partecipazioni	1.373	569	(804)	(58,6)
20.028	Utile prima delle imposte	19.250	12.073	(7.177)	(37,3)
(9.219)	Imposte sul reddito	(9.692)	(6.756)	2.936	30,3
46,0	Tax rate (%)	50,3	56,0	5,7	
10.809	Utile netto	9.558	5.317	(4.241)	(44,4)
	di cui:				
10.011	- utile netto di competenza Eni	8.825	4.367	(4.458)	(50,5)
798	- utile netto di terzi azionisti	733	950	217	29,6

(a) A partire dal 1° gennaio 2009 Eni ha adottato le disposizioni dell'IFRIC13 "Programmi di fidelizzazione della clientela" che stabilisce che i punti premio attribuiti alla clientela nell'ambito dei relativi programmi di fidelizzazione sono scorporati dalla transazione principale in base al loro *fair value* e rilevati come ricavi quando avviene il relativo utilizzo. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

(b) Dall'esercizio 2009 gli effetti dei derivati non di copertura su *commodity*, sia la componente realizzata sia quella da valutazione, sono rilevati nell'utile operativo. Nella configurazione *adjusted* dell'utile operativo e dell'utile netto è mantenuta la sola componente realizzata rispettivamente al lordo e al netto del relativo effetto fiscale. Corrispondentemente sono rideterminati i dati del periodo di confronto.

Utile netto

Nel 2009 Eni ha conseguito l'**utile netto di competenza** di 4.367 milioni di euro con una riduzione di 4.458 milioni di euro rispetto al 2008, pari al 50,5%, dovuta alla flessione della *performance* operativa di 6.462 milioni di euro (-34,9%) a causa del peggioramento dello scenario petrolifero registrato nei primi nove mesi, il cui impatto è stato parzialmente attenuato dalla circostanza che nel quarto trimestre 2008 furono rilevate svalutazioni delle scorte di petrolio e prodotti di 2,35 miliardi di euro in concomitanza con il punto di minimo toccato allora

dallo scenario energetico. Alla riduzione dell'utile netto hanno contribuito i minori risultati delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto e l'incremento del *tax rate* di Gruppo dal 50,3% al 56% (+5,7 punti percentuali) per effetto di modifiche normative che hanno riguardato le imposte correnti in Italia e all'estero e di oneri fiscalmente non riconosciuti, nonché la rilevazione nel 2008 di proventi d'imposta per 733 milioni di euro relativi all'adeguamento della fiscalità differita per le imprese italiane e alcune imprese estere in relazione a modifiche del quadro normativo.

Utile netto *adjusted*

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
10.011	Utile netto di competenza Eni	8.825	4.367	(4.458)	(50,5)
(499)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	723	(191)	(914)	
57	Esclusione <i>special item</i>	616	1.031	415	
<i>di cui:</i>					
35	- oneri (proventi) non ricorrenti	(21)	250	271	
22	- altri <i>special item</i>	637	781	144	
9.569	Utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni ^(a)	10.164	5.207	(4.957)	(48,8)

(a) Per la definizione e la riconduzione dell'utile netto *adjusted* che esclude gli utili (perdite) di magazzino e gli *special item*, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*".

L'**utile netto *adjusted* di competenza Eni** di 5.207 milioni di euro è diminuito di 4.957 milioni di euro rispetto al 2008 (-48,8%). L'utile netto *adjusted* è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di 191 milioni di euro e gli *special item* costituiti da oneri netti di 1.031 milioni di euro, con un effetto complessivo di 840 milioni di euro.

Gli *special item* si riferiscono agli esiti dei test di valutazione di proprietà *oil&gas*, impianti di raffinazione e *marketing, goodwill* rilevato in connessione ad asset commerciali nel settore Refining & Marketing e complessi petrolchimici (1.395 milioni di euro al lordo della fiscalità), oneri ambientali (298 milioni di euro) e accantonamenti operativi (378 milioni di euro) tra i quali quello dell'onere non ricorrente rappresentato dall'accantonamento di 250 milioni di euro relativo alla stima sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA della possibile definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio

TSKJ di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle note al bilancio consolidato. Tale onere, benché attribuito al settore Ingegneria & Costruzioni in quanto relativo alla realizzazione di impianti di liquefazione di gas, è interamente a carico di Eni e ad esso non partecipano i terzi azionisti di Saipem per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio. Tali effetti negativi sono stati in parte compensati da plusvalenze su cessione di asset *oil&gas* al partner Suez (277 milioni di euro), proventi connessi alla componente valutativa positiva degli strumenti derivati su *commodity* non efficace per la copertura (287 milioni di euro), nonché proventi determinati dalla rilevazione di imposte differite attive e da modifiche al regime di deducibilità dell'IRAP dall'imposta sul reddito delle società italiane (222 milioni di euro).

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

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
6.328	Exploration & Production	7.900	3.878	(4.022)	(50,9)
3.127	Gas & Power	2.648	2.916	268	10,1
294	Refining & Marketing	521	(197)	(718)	..
74	Petrolchimica	(323)	(340)	(17)	(5,3)
658	Ingegneria & Costruzioni	784	892	108	13,8
(210)	Altre attività	(279)	(245)	34	12,2
(62)	Corporate e società finanziarie	(532)	(744)	(212)	(39,8)
(16)	Effetto eliminazione utili interni ^(a)	76	(3)	(79)	..
10.193		10.795	6.157	(4.638)	(43,0)
<i>di cui:</i>					
624	Utile netto <i>adjusted</i> di terzi azionisti	631	950	319	50,6
9.569	Utile netto <i>adjusted</i> di competenza Eni	10.164	5.207	(4.957)	(48,8)

(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 riduzione dell'utile netto *adjusted* di Gruppo è stata determinata dal calo dell'utile netto *adjusted* registrato nei settori:

- **Exploration & Production** (-4.022 milioni di euro; -50,9%) che riflette il peggioramento della *performance* operativa (-7.738 milioni di euro, pari al 44,9%) dovuto principalmente alla flessione del prezzo di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-32,2% e -29,8% rispettivamente) e alla minore produzione venduta (-9,2 milioni di boe, pari all'1,5%), parzialmente compensato dall'impatto positivo del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-5,3%). In aumento il *tax rate* da 55,9% al 60%;
- **Refining & Marketing** (-718 milioni di euro) che ha conseguito una perdita netta di 197 milioni di euro rispetto ad un utile netto di 521 milioni di euro conseguito nel 2008, per effetto della significativa flessione operativa (perdita operativa *adjusted* di 357 milioni di euro con un peggioramento di 937 milioni di euro rispetto al 2008) a causa del rilevante calo del margine di raffinazione dovuto all'andamento negativo dello scenario;
- **Petrochimica** il settore ha continuato a registrare perdite sia a livello operativo sia di netto (rispettivamente -426 milioni di euro e -340 milioni di euro) per effetto del perdurare delle condizioni di debolezza dei fondamentali dell'industria con domanda in calo, eccesso di capacità ed elevata pressione competitiva. Le perdite sono sostanzialmente in linea con il 2008.

Tali flessioni sono state parzialmente compensate dall'incremento dell'utile netto *adjusted* dei settori:

- **Gas & Power** (+268 milioni di euro; +10,1%) per effetto della migliore *performance* operativa dell'attività Mercato (+412 milioni di euro). L'incremento operativo ha beneficiato di proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura (218 milioni di euro) che il *management* non valuta nella *performance* del periodo in quanto associabili a vendite future di gas ed energia elettrica. Tenuto conto che gli IFRS non consentono il rinvio di tale impatto ai *reporting period* futuri, è stata elaborata quale misura alternativa di *performance* l'EBITDA proforma *adjusted* (vedi pag. 67) che,

pur escludendo tali proventi, conferma il miglioramento della *performance* del Mercato. La *performance* dell'anno è stata sostenuta dall'impatto dello scenario positivo dell'energia, dall'incremento del risultato conseguito da Distrigas e dalle sinergie di acquisizione, nonché dall'impatto della rinegoziazione dei contratti di fornitura di lungo termine, che hanno più che compensato il calo dei volumi, in particolare sul mercato Italia e l'impatto della pressione competitiva sui margini. I *Business Regolati* Italia confermano una sostanziale tenuta, mentre è in flessione il risultato del Trasporto Internazionale;

- **Ingegneria & Costruzioni** (+108 milioni di euro; +13,8%) dovuto al miglioramento della *performance* operativa (+79 milioni di euro) che riflette la tenuta dei ricavi e della redditività grazie ai progetti acquisiti nella fase espansiva del ciclo petrolifero e al miglioramento dell'efficienza.

La **redditività del capitale investito** (*ROACE*) calcolata su base *adjusted* per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2009 è stata del 9,2% (17,6% al 31 dicembre 2008).

Nel 2009, i risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dal calo dei prezzi di realizzo del petrolio e del gas (in media -31,2%), con una diminuzione del prezzo di riferimento del Brent del 36,6% rispetto al 2008. I margini di raffinazione Eni in dollari hanno registrato una significativa flessione in linea con il *marker* di mercato (-3,4 dollari/barile il margine sul Brent, pari al -51,8%) dovuta alla contrazione del differenziale di prezzo tra greggi leggeri e pesanti che ha penalizzato la redditività delle raffinerie Eni dotate di un'elevata capacità di conversione, la ripresa delle quotazioni del petrolio, in assenza di un apprezzabile recupero dei prezzi dei prodotti finali a causa della debolezza dei fondamentali dell'industria (eccesso di capacità, domanda stagnante, livello delle scorte elevato), nonché la flessione particolarmente accentuata delle quotazioni del gasolio il cui *spread* sulla materia prima è ai minimi storici. I risultati di Eni sono stati sostenuti dal deprezzamento del 5,3% dell'euro rispetto al dollaro.

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
26.920	Exploration & Production	33.042	23.801	(9.241)	(28,0)
27.793	Gas & Power	37.062	30.447	(6.615)	(17,8)
36.349	Refining & Marketing	45.017	31.769	(13.248)	(29,4)
6.934	Petrolchimica	6.303	4.203	(2.100)	(33,3)
8.678	Ingegneria & Costruzioni	9.176	9.664	488	5,3
205	Altre attività	185	88	(97)	(52,4)
1.313	Corporate e società finanziarie	1.331	1.280	(51)	(3,8)
	Effetto eliminazione utili interni	75	(66)	(141)	
(20.988)	Elisioni di consolidamento	(24.109)	(17.959)	6.150	
87.204		108.082	83.227	(24.855)	(23,0)

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2009 (83.227 milioni di euro) sono diminuiti di 24.855 milioni di euro rispetto al 2008 (-23%) per effetto essenzialmente della diminuzione dei prezzi in dollari delle *commodity* petrolifere, nonché dei minori volumi venduti. Tali fattori negativi sono stati parzialmente attenuati dall'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Exploration & Production (23.801 milioni di euro) sono diminuiti di 9.241 milioni di euro (-28%) per effetto della riduzione dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi *equity* (-32,2% per il petrolio; -29,8% per il gas) in relazione all'andamento dello scenario petrolifero nei primi nove mesi e, per il gas, dei parametri energetici contenuti nelle formule *oil-linked* e dei prezzi *spot*. Inoltre la riduzione dei ricavi sconta la minore produzione venduta di idrocarburi (-9,2 milioni di boe, pari all'1,5%). Tali fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Gas & Power (30.447 milioni di euro) sono diminuiti di 6.615 milioni di euro (-17,8%) per effetto della riduzione del prezzo di vendita del gas in re-

lazione all'andamento dello scenario energia e del calo delle vendite in Italia (-12,8 miliardi di metri cubi, pari al 24,2%) dovuto agli effetti della recessione economica. Tali effetti negativi sono stati parzialmente attenuati dall'effetto positivo sui volumi connesso all'acquisizione di Distrigas (+12,02 miliardi di metri cubi).

I ricavi del settore Refining & Marketing (31.769 milioni di euro) sono diminuiti di 13.248 milioni di euro (-29,4%) per effetto essenzialmente dei minori prezzi di vendita dei prodotti, nonché per la flessione dei volumi venduti (-10%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto del deprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Petrolchimica (4.203 milioni di euro) sono diminuiti di 2.100 milioni di euro (-33,3%) rispetto al 2008 per effetto della flessione dei prezzi di vendita (in media del 26%) e dei minori volumi venduti in relazione alla debolezza della domanda sui mercati di sbocco.

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni (9.664 milioni di euro) sono aumentati di 488 milioni di euro (+5,3%) rispetto al 2008 per effetto dell'elevato numero di progetti *oil&gas* avviati nella fase di espansione del ciclo petrolifero.

Costi operativi

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
58.133	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	76.350	58.351	(17.999)	(23,6)
91	di cui: - oneri (proventi) non ricorrenti	(21)	250	271	
470	- altri special item	761	537	(224)	
3.800	Costo lavoro	4.004	4.181	177	4,4
(83)	di cui: - oneri non ricorrenti (effetto curtailment del TFR)				
198	- incentivi per esodi agevolati e altro	91	134	43	
61.933		80.354	62.532	(17.822)	(22,2)

I **costi operativi** sostenuti nel 2009 (62.532 milioni di euro) sono diminuiti di 17.822 milioni di euro rispetto al 2008, pari al 22,2%.

Gli **acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** (58.351 milioni di euro) sono diminuiti di 17.999 milioni di euro (-23,6%) per effetto dei minori costi di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche in relazione all'andamento dello scenario dell'energia, parzialmente assorbiti dal deprezzamento dell'euro sul dollaro. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono **special item** di 537 milioni di euro relativi essenzialmente ad accantonamenti per rischi ambientali e di altra natura e svalutazioni di attività diverse dalle immobilizzazioni materiali e immateriali. Gli **oneri non ricorrenti** di 250 milioni di euro riguardano l'accantonamento dell'onere relativo alla stima sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA della possibile de-

finizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi" delle note al bilancio consolidato. Nel 2008 gli **special item** di 761 milioni di euro furono relativi ad accantonamenti a fronte di rischi ambientali e di altra natura, nonché a svalutazioni di attività correnti.

Il **costo lavoro** (4.181 milioni di euro) è aumentato di 177 milioni di euro (+4,4%) per effetto della crescita del costo lavoro unitario in Italia e all'estero (in parte dovuto all'effetto cambio), dell'aumento dell'occupazione media all'estero (per l'acquisizione di Distrigas nel settore Gas & Power e per maggiori livelli di attività nei settori Ingegneria & Costruzioni ed Exploration & Production) e per l'aumento dei costi per esodi agevolati. Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dell'occupazione media in Italia.

Ammortamenti e svalutazioni

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
5.431	Exploration & Production	6.678	6.789	111	1,7
739	Gas & Power	797	981	184	23,1
433	Refining & Marketing	430	408	(22)	(5,1)
116	Petrolchimica	117	83	(34)	(29,1)
248	Ingegneria & Costruzioni	335	433	98	29,3
4	Altre attività	3	2	(1)	(33,3)
68	Corporate e società finanziarie	76	83	7	9,2
(10)	Effetto eliminazione utili interni	(14)	(17)	(3)	
7.029	Totale ammortamenti	8.422	8.762	340	4,0
207	Svalutazioni	1.393	1.051	(342)	(24,6)
7.236		9.815	9.813	(2)	..

Gli **ammortamenti** (8.762 milioni di euro) sono aumentati di 340 milioni di euro rispetto al 2008 (+4%) essenzialmente nei settori Gas & Power ed Exploration & Production (+184 milioni di euro e +111 milioni di euro rispettivamente) in relazione ai maggiori ammortamenti dovuti al consolidamento degli *asset* acquisiti, nonché ai maggiori costi degli investimenti riferiti a progetti di sviluppo a elevata complessità. Tali effetti sono stati parzialmente attenuati dall'effetto cambio.

Le **svalutazioni** del 2009 (1.051 milioni di euro) si riferiscono agli esiti dei test di valutazione di: (i) proprietà *oil&gas* sia con riserve certe sia di potenziale minerario in

funzione della revisione riserve e dell'aumento dei costi nel settore Exploration & Production, in particolare nel Golfo del Messico, Australia, Congo ed Egitto; (ii) impianti di raffinazione a bassa complessità, il *goodwill* rilevato in connessione ad *asset* commerciali acquisiti in Europa Centro-Orientale e altri *asset* commerciali nel settore Refining & Marketing dovuti alle prospettive negative dello scenario di raffinazione per il quale non si prevede un rapido rientro dei fattori di debolezza riscontrati nel 2009 e del ridimensionamento delle previsioni di crescita in alcuni mercati; (iii) impianti petrolchimici per il deterioramento dello scenario prezzi/margini dovuto al calo della domanda e all'incremento della pressione competitiva.