

L'analisi delle svalutazioni per settore di attività è la seguente:

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
143	Exploration & Production	810	576	(234)	(28,9)
	Gas & Power	1		(1)	..
58	Refining & Marketing	299	346	47	15,7
	Petrolchimica	279	121	(158)	(56,6)
	Ingegneria & Costruzioni		2	2	..
6	Altre attività	4	6	2	50,0
207		1.393	1.051	(342)	(24,6)

Utile operativo

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

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
13.433	Exploration & Production	16.239	9.120	(7.119)	(43,8)
4.465	Gas & Power	4.030	3.687	(343)	(8,5)
686	Refining & Marketing	(988)	(102)	886	89,7
100	Petrolchimica	(845)	(675)	170	20,1
837	Ingegneria & Costruzioni	1.045	881	(164)	(15,7)
(444)	Altre attività	(346)	(382)	(36)	(10,4)
(312)	Corporate e società finanziarie	(743)	(474)	269	36,2
(26)	Effetto eliminazione utili interni	125		(125)	
18.739	Utile operativo	18.517	12.055	(6.462)	(34,9)

Utile operativo *adjusted*

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

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
18.739	Utile operativo	18.517	12.055	(6.462)	(34,9)
(620)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	936	(345)	(1.281)	
885	Esclusione <i>special item</i>	2.155	1.412	(743)	
	di cui:				
8	- oneri (proventi) non ricorrenti	(21)	250	271	
877	- altri <i>special item</i>	2.176	1.162	(1.014)	
19.004	Utile operativo <i>adjusted</i>	21.608	13.122	(8.486)	(39,3)
	Dettaglio per settore di attività:				
13.770	Exploration & Production	17.222	9.484	(7.738)	(44,9)
4.414	Gas & Power	3.564	3.901	337	9,5
292	Refining & Marketing	580	(357)	(937)	..
116	Petrolchimica	(398)	(426)	(28)	(7,0)
840	Ingegneria & Costruzioni	1.041	1.120	79	7,6
(207)	Altre attività	(244)	(258)	(14)	(5,7)
(195)	Corporate e società finanziarie	(282)	(342)	(60)	(21,3)
(26)	Effetto eliminazione utili interni	125		(125)	
19.004		21.608	13.122	(8.486)	(39,3)

L'utile operativo *adjusted* che esclude l'utile di magazzino di 345 milioni di euro e *special item* costituiti da oneri netti per un totale di 1.412 milioni di euro, ammonta a 13.122

milioni di euro con una diminuzione di 8.486 milioni di euro rispetto al 2008, pari al 39,3%, per effetto del peggioramento della *performance* operativa registrato nei settori:

– **Exploration & Production** (-7.738 milioni di euro, pari al -44,9%) per effetto della flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-32,2% e -29,8% rispettivamente) e della minore produzione venduta (-9,2 milioni di boe). Questi fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa 500 milioni di euro);

– **Refining & Marketing** (-937 milioni di euro) che chiude il 2009 con una perdita operativa *adjusted* di 357 milioni di euro a causa della rilevante flessione del margine di raffinazione in un contesto di deboli fondamentali del settore e della riduzione del contributo delle attività commerciali;

– **Petrochimica** (-28 milioni di euro, pari al -7%) a causa del perdurare delle condizioni di debolezza dei fondamentali dell'industria con domanda in calo, eccesso di capacità ed elevata pressione competitiva.

Queste riduzioni sono state parzialmente compensate dal maggior utile operativo registrato dai settori:

– **Gas & Power** (+337 milioni di euro, pari al 9,5%) per effetto essenzialmente della positiva *performance* dell'atti-

vità Mercato che ha beneficiato di proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura per 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* (v. pag. 67) che, pur escludendo tali proventi, conferma il miglioramento della *performance* del Mercato per effetto del miglioramento dei parametri energetici di riferimento, del contributo dell'acquisizione di Distrigas e delle sinergie da integrazione, nonché l'impatto della rinegoziazione dei contratti di fornitura di lungo termine. Tali effetti sono stati compensati dal calo delle vendite in Italia (-12,8 miliardi di metri cubi) e dall'impatto della pressione competitiva sui margini. In flessione il risultato dell'attività Trasporto Internazionale;

– **Ingegneria & Costruzioni** (+79 milioni di euro; +7,6%) che riflette la tenuta dei ricavi e della redditività grazie ai progetti acquisiti nella fase espansiva del ciclo petrolifero.

Proventi (oneri) finanziari netti

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.
(412)	Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(824)	(673)	151
(703)	Oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	(993)	(753)	240
236	Interessi attivi su depositi e c/c	87	33	(54)
55	Proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	82	47	(35)
155	Proventi (oneri) su contratti derivati	(427)	(4)	423
(51)	Differenze di cambio	206	(106)	(312)
174	Altri proventi (oneri) finanziari	169	9	(160)
188	Proventi su partecipazioni strumentali all'attività operativa	241	163	(78)
127	Proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e proventi su crediti d'imposta	99	43	(56)
(186)	Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (<i>accretion discount</i>)	(249)	(218)	31
45	Altri	78	21	(57)
(134)		(876)	(774)	102
180	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	236	223	(13)
46		(640)	(551)	89

Gli **oneri finanziari netti** del 2009 sono stati di 551 milioni di euro con una riduzione di 89 milioni di euro rispetto al 2008. Il miglioramento è dovuto essenzialmente ai minori oneri finanziari sul debito dovuti alla riduzione dei tassi d'interesse sui finanziamenti in euro e in dollari (Euribor -3,4 punti percentuali; Libor -2,2 punti percentuali). Gli effetti della variazione negativa delle differenze cambio per -312 milioni di euro si compensano con la rilevazione di proventi su strumenti derivati su cambi con

una variazione di +423 milioni di euro. Gli altri proventi di 163 milioni di euro hanno riguardato la remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% sull'investimento del 20% in Gazprom Neft maturata fino alla data di pagamento da parte di Gazprom del prezzo di esercizio della *call option* avvenuto il 24 aprile 2009, comprensivi del recupero dei costi accessori e altri oneri per l'ammontare di 172 milioni di euro (229 milioni di dollari al cambio della data di pagamento).

Proventi netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi netti su partecipazioni relativa al 2009 è illustrata nella tabella seguente:

2009 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	142	310	(70)	50	(39)	393
Dividendi	110	13	39	2		164
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	3	2	1	10		16
Altri proventi (oneri) netti	1	(3)		(3)	1	(4)
	256	322	(30)	59	(38)	569

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a 569 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 (393 milioni di euro), principalmente nei settori Gas & Power e Exploration & Production. Le plusvalenze da rivalutazione

includono il provento di 100 milioni di euro rilevato sulla Artic Russia (di cui Eni è azionista al 60%) per effetto della cessione del 51% della società OOO SeverEnergiya in forza dell'esercizio della *call option* da parte di Gazprom; (ii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (164 milioni di euro), in particolare da Nigeria LNG Ltd.

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

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.
773	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	640	393	(247)
170	Dividendi	510	164	(346)
300	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	217	16	(201)
	Altri proventi (oneri) netti	6	(4)	(10)
1.243		1.373	569	(804)

La riduzione di 804 milioni di euro rispetto al 2008 è dovuta ai minori risultati e ai minori dividendi attribuiti delle partecipate nei settori Gas & Power ed Exploration & Production per effetto dell'andamento dello scenario

energetico, nonché per la circostanza che nel 2008 era stata rilevata la plusvalenza di 190 milioni di euro sulla cessione di partecipazioni nel settore Ingegneria & Costruzioni.

Imposte sul reddito

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.
Utile ante imposte				
5.849	Italia	1.894	2.403	509
14.179	Estero	17.356	9.670	(7.686)
20.028		19.250	12.073	(7.177)
Imposte sul reddito				
1.798	Italia	313	1.190	877
7.421	Estero	9.379	5.566	(3.813)
9.219		9.692	6.756	(2.936)
Tax rate (%)				
30,7	Italia	16,5	49,5	33,0
52,3	Estero	54,0	57,6	3,6
46,0		50,3	56,0	5,7

Le **imposte sul reddito** (6.756 milioni di euro) sono diminuite di 2.936 milioni di euro, pari al 30,3%, per effetto della riduzione dell'utile ante imposte, in particolare sono state registrate minori imposte correnti dalle imprese estere del settore Exploration & Production. Il *tax rate reported* è aumentato di 5,7 punti percentuali per effetto delle seguenti causali:

- (i) l'aumento di 1 punto percentuale dell'aliquota IRES per le società italiane del settore energia e l'introduzione di un'addizionale alla stessa IRES che ha determinato maggiori imposte correnti per 239 milioni di euro nell'esercizio;
- (ii) la rilevazione dell'onere non ricorrente fiscalmente non riconosciuto rappresentato dall'accantonamento di un onere 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;
- (iii) il conguaglio in Libia dell'imposta sul reddito relativo all'esercizio precedente per 310 milioni di dollari (pari a 230 milioni di euro) determinato principalmente da modifiche dei criteri di valorizzazione dei ricavi;
- (iv) la svalutazione di imposte anticipate relative ad alcuni *asset upstream* all'estero in funzione delle minori prospettive di redditività (-72 milioni di euro);

- (v) la ridotta deducibilità in Italia del costo del venduto determinata dalla riduzione della quantità del magazzino gas (-64 milioni di euro);
- (vi) la circostanza che nel 2008 vennero rilevati proventi d'imposta per 733 milioni di euro di euro relativi all'adeguamento della fiscalità differita delle imprese italiane ed estere per effetto di una serie di modifiche del quadro normativo.

Questi maggiori oneri tributari sono stati parzialmente compensati dalla rilevazione di imposte differite attive determinate dall'allineamento mediante il versamento di un'imposta sostitutiva dei valori fiscali ai maggiori valori di libro di alcuni *asset* minerari nell'ambito della riorganizzazione delle attività in Italia e dalla parziale deducibilità dell'IRAP dall'imposta sul reddito anche relativamente ad esercizi passati (complessivamente +222 milioni di euro).

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 53,6% (51,4% nel 2008).

Utile di competenza di terzi azionisti

L'**utile di competenza di terzi azionisti** (950 milioni di euro) riguarda essenzialmente Snam Rete Gas SpA (369 milioni di euro) e Saipem SpA (567 milioni di euro).

Risultati per settore di attività¹Exploration & Production^(a)

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
13.433	Utile operativo	16.239	9.120	(7.119)	(43,8)
337	Esclusione <i>special item</i>	983	364		
	di cui:				
(11)	Oneri (proventi) non ricorrenti				
348	Altri <i>special item</i>	983	364		
226	- svalutazioni di asset e altre attività	989	618		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	4	(270)		
6	- oneri per incentivazione all'esodo	8	31		
74	- componente valutativa dei derivati su commodity	(18)	(15)		
42	- altro				
13.770	Utile operativo adjusted	17.222	9.484	(7.738)	(44,9)
60	Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	70	(23)	(93)	
176	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	609	243	(366)	
(7.678)	Imposte sul reddito ^(b)	(10.001)	(5.826)	4.175	
54,8	Tax rate (%)	55,9	60,0	4,1	
6.328	Utile netto adjusted	7.900	3.878	(4.022)	(50,9)
	I risultati includono:				
5.574	ammortamenti e svalutazioni di asset	7.488	7.365	(123)	(1,6)
	di cui:				
1.777	ammortamenti di ricerca esplorativa	2.057	1.551	(506)	(24,6)
1.370	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	1.577	1.264	(313)	(19,8)
407	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	480	287	(193)	(40,2)

(a) A partire dal 1° gennaio 2009, per effetto della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas Italia, i risultati della "Stoccaggi Gas Italia" confluiscono nel settore "Gas & Power" nel raggruppamento attività "Business regolati Italia". I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

(b) Escludono gli *special item*.

Nel 2009 il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 9.484 milioni di euro con una diminuzione di 7.738 milioni di euro rispetto al 2008 (-44,9%) per effetto della riduzione dei prezzi di realizzo in dollari (petrolio -32,2%; gas naturale -29,8%) e del calo della produzione venduta (-9,2 milioni di boe). Tali fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa 500 milioni di euro).

Gli **special item** dell'utile operativo *adjusted* di 364 milioni di euro riguardano svalutazioni di proprietà *oil&gas* sia con riserve certe sia di potenziale minerario in funzione della revisione riserve e dell'aumento dei costi, in particolare nel Golfo del Messico, le plusvalenze sulla cessione di partecipazioni in titoli esplorativi e in sviluppo/produzione nell'ambito degli accordi con Suez, la componente valutativa relativa alla porzione inefficace di strumenti derivati di copertura su *commodity*, nonché gli oneri per incentivazione all'esodo.

Nel 2009 i prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi sono diminuiti in media del 31,2% per effetto dell'andamento dello scenario prezzi (-36,6% la flessione del *marker* di mercato Brent). Il petrolio *equity* è diminuito in media del 32,2% grazie alla migliore tenuta del paniere Eni.

Il regolamento di strumenti derivati relativi a 42,2 milioni di barili venduti nell'anno ha influenzato in maniera marginale il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni. L'effetto positivo registrato nei primi nove mesi (+0,45 dollari/barile sulla vendita di 31,6 milioni di barili) è stato assorbito nel quarto trimestre (-1,46 dollari/barile sulla vendita di 10,6 milioni di barili) in funzione dell'inversione di tendenza dei prezzi del petrolio.

Tali strumenti derivati sono stati posti in essere per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo 2008-2011 di circa 125,7 milioni di barili di riserve certe (37,5 milioni di boe residui a fine 2009) e furono attivati in considerazione delle acquisizioni di asset realizzate nel 2007 in Congo e nel Golfo del Messico.

(1) Per la definizione e la determinazione dell'utile operativo e dell'utile netto *adjusted* utilizzati nel commento dei risultati di Gruppo e dei settori di attività si veda il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli *adjusted*".

Il **prezzo medio di realizzo in dollari del gas** è diminuito del 29,8% evidenziando una flessione meno accentuata del petrolio per effetto dei *time-lag* di indicizzazione ai

parametri energetici contenuti nelle formule di *pricing*. Nella tavola che segue sono rappresentati gli effetti delle operazioni di *cash flow hedge* descritte in precedenza.

Petrolio		2008	2009
Volumi venduti	(milioni di barili)	364,3	373,5
Produzione coperta da strumenti derivati " <i>cash flow hedge</i> "		46,0	42,2
Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	(\$/barile)	88,17	56,98
Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati		(4,13)	(0,03)
Prezzo medio di realizzo	(\$/barile)	84,05	56,95

Gas & Power ^(a)

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
4.465	Utile operativo	4.030	3.687	(343)	(8,5)
44	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(429)	326		
(95)	Esclusione <i>special item</i>	(37)	(112)		
	di cui:				
(61)	Oneri (proventi) non ricorrenti				
(34)	Altri <i>special item</i>	(37)	(112)		
15	- oneri ambientali	12	19		
	- svalutazioni	1	27		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	7	(6)		
	- accantonamento a fondo rischi		115		
38	- oneri per incentivazione all'esodo	20	25		
(16)	- componente valutativa dei derivati su commodity	(74)	(292)		
(71)	- altro	(3)			
4.414	Utile operativo adjusted	3.564	3.901	337	9,5
2.284	Mercato	1.309	1.721	412	31,5
1.685	Business regolati Italia	1.732	1.796	64	3,7
445	Trasporto internazionale	523	384	(139)	(26,6)
(5)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(13)	(15)	(2)	
420	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	420	332	(88)	
(1.702)	Imposte sul reddito ^(b)	(1.323)	(1.302)	21	
35,2	Tax rate (%)	33,3	30,9	(2,4)	
3.127	Utile netto adjusted	2.648	2.916	268	10,1

(a) A partire dal 1° gennaio 2009, per effetto della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas Italia, i risultati della "Stoccaggi Gas Italia" confluiscono nel settore "Gas & Power" nel raggruppamento "Business regolati Italia" che quindi dalla stessa data comprende le seguenti attività: trasporto, distribuzione, rigassificazione e stoccaggio del gas. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati. Inoltre l'entità "Mercato" include l'attività della Generazione elettrica in quanto ancillare all'attività Mercato.

(b) Escludono gli *special item*.

Nel 2009 il settore Gas & Power ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 3.901 milioni di euro con un aumento di 337 milioni di euro rispetto al 2008 (+9,5%) per effetto essenzialmente del miglioramento dell'attività Mercato (+412 milioni di euro, pari al 31,5%) che ha beneficiato di proventi realizzati su strumenti derivati su commodity non considerati di copertura per 218 milioni di euro 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 dovuto all'effetto scenario positivo dell'energia, all'incremento dei risultati di Distrigas e alle sinergie dell'acquisizione, nonché all'impatto della rinegoziazione dei contratti di fornitura di lungo termine, che hanno più che compensato il calo dei volumi, in particolare sul Mercato Italia. In flessione i risultati del Trasporto internazionale.

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo *adjusted* (proventi netti di 112 milioni di euro) si riferiscono principalmente ad un accantonamento relativo al *business* GNL, alla componente valutativa degli strumenti derivati non di copertura su *commodity* (292 milioni di euro) nonché a oneri per incentivazione all'esodo.

L'**utile netto adjusted** del 2009 di 2.916 milioni di euro è aumentato di 268 milioni di euro rispetto al 2008 (+10,1%) per effetto del miglioramento della *performance* operativa in parte assorbito dai minori risultati conseguiti dalle società collegate valutate in base al metodo del patrimonio netto.

Mercato

L'**utile operativo adjusted** del 2009 di 1.721 milioni di euro è aumentato di 412 milioni di euro rispetto al 2008, +31,5%). Il risultato ha beneficiato di proventi realizzati su strumenti derivati su *commodity* non considerati di copertura di 218 milioni di euro associabili a vendite future di gas ed energia elettrica. Al netto di tale effetto, il Mercato conferma comunque una *performance* positiva grazie all'effetto del miglioramento dei parametri energetici di riferimento, del contributo dell'acquisizione di Distrigas e delle sinergie da integrazione, nonché l'impatto della rinegoziazione dei contratti di fornitura di lungo termine. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal calo delle vendite in Italia (-12,8 miliardi di metri cubi) e dall'impatto della pressione competitiva sui margini.

Business regolati

L'**utile operativo adjusted** del 2009 di 1.796 milioni di euro è aumentato di 64 milioni di euro rispetto al 2008, pari al 3,7%, per effetto del contributo positivo dell'attività Distribuzione (+72 milioni di euro) dovuto prevalentemente all'incremento dei ricavi che possono essere recuperati in tariffa in base al nuovo impianto tariffario riconosciuto dall'AEEG. In contrazione il risultato dell'attività Trasporto, che pur beneficiando del riconoscimento in tariffa degli investimenti effettuati, risulta penalizzato dai minori volumi a seguito della flessione della domanda gas in Italia (-52 milioni di euro). In aumento i risultati dell'attività di Stoccaggio rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (227 milioni di euro e 183 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e 2008).

Trasporto internazionale

L'**utile operativo adjusted** del 2009 di 384 milioni di euro è diminuito di 139 milioni di euro rispetto al 2008 per effetto essenzialmente dei maggiori ammortamenti connessi al potenziamento del gasdotto TTPC, nonché della rilevazione dei costi di ripristino della piena operatività del gasdotto TMPC danneggiato a seguito dell'incidente occorso nel dicembre 2008.

Altre misure di performance

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

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
5.029	EBITDA proforma adjusted	4.310	4.403	93	2,2
3.061	Mercato	2.271	2.392	121	5,3
(64)	di cui: +/(-) rettifica derivati commodity	119	(133)		
1.248	Business regolati Italia	1.284	1.345	61	4,8
720	Trasporto internazionale	755	666	(89)	(11,8)

L'EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges*) *adjusted* è calcolato come somma dell'utile operativo *adjusted*, rettificato per quanto attiene agli effetti dei derivati su *commodity* come di seguito indicato, e degli ammortamenti su base proforma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto. Per Snam Rete Gas, in considerazione dello status di società quotata, si assume la quota di competenza Eni dei risultati (55,57% al 31 dicembre 2009 determinata tenendo conto delle azioni proprie detenute dalla stessa società) nonostante si tratti di

una società interamente consolidata. In considerazione del perfezionamento della ristrutturazione delle attività regolate Italia con la cessione a Snam Rete Gas del 100% della società Stoccaggi Gas Italia SpA e Italgas anche i risultati di queste società sono considerati secondo la stessa quota di competenza Eni (55,57%). Ai soli fini della determinazione dell'EBITDA proforma *adjusted*, l'utile operativo *adjusted* del settore Mercato è rettificato dell'effetto del regolamento dei derivati su *commodity* e su cambi, non considerati di copertura, relativi a vendite future di gas ed energia elettrica a prezzo fisso. Nel *reporting period* di rilevazione dei ricavi di tali vendite a prezzo fisso, l'effetto dei derivati rinviato

dai precedenti *reporting period* confluisce nell'EBITDA proforma *adjusted*. Il management ritiene che l'EBITDA *adjusted* rappresenti una misura alternativa importante nella valutazione della *performance* del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo *business* che lo rendono simile ad un'*utility* europea. In

tale ambito, l'EBITDA *adjusted* consente agli analisti e investitori di apprezzare meglio la *performance* relativa del settore Gas & Power Eni rispetto alle altre *utility* europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle *utility*. L'EBITDA *adjusted* non è previsto dagli IFRS.

Refining & Marketing

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
686	Utile operativo	(988)	(102)	886	(89,7)
(658)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	1.199	(792)		
264	Esclusione <i>special item</i>	369	537		
	di cui:				
35	Oneri (proventi) non ricorrenti	(21)			
229	Altri <i>special item</i>	390	537		
128	- oneri ambientali	76	72		
58	- svalutazioni	299	389		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	13	(2)		
9	- accantonamenti a fondo rischi		17		
31	- oneri per incentivazione all'esodo	23	22		
6	- componente valutativa dei derivati su commodity	(21)	39		
(3)	- altro				
292	Utile operativo <i>adjusted</i>	580	(357)	(937)	..
	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	1		(1)	
126	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	174	75	(99)	
(124)	Imposte sul reddito ^(a)	(234)	85	319	
29,7	Tax rate (%)	31,0	..	..	
294	Utile netto <i>adjusted</i>	521	(197)	(718)	..

(a) Escludono gli *special item*.

Nel 2009 il settore ha conseguito una **perdita operativa *adjusted*** di 357 milioni di euro con un peggioramento di 937 milioni di euro rispetto al 2008 per effetto essenzialmente della rilevante flessione del margine di raffinazione a causa della riduzione del premio di conversione per il restringimento dei differenziali di prezzo tra greggi leggeri e pesanti e l'eccesso di prodotto finito, in particolare di gasolio, il cui *spread* sulla materia prima è sceso nel quarto trimestre dell'anno ai minimi storici. Sui risultati ha pesato anche la riduzione del contributo ai risultati delle attività commerciali in Italia. In particolare, il miglioramento della *performance* operativa registrato nei primi nove mesi per effetto della crescita della quota di mercato rete Italia che riflette le azioni di *marketing* e le politiche di *pricing* adottate, è stato più che compensato dal calo della domanda di prodotti che ha penalizzato i volumi venduti sugli altri mercati (extrarete Italia e rete del resto d'Europa).

Gli ***special item*** esclusi dall'utile operativo *adjusted* (537 milioni di euro) riguardano principalmente le svalutazioni operate in funzione delle previsioni di deboli fondamentali per l'industria di raffinazione e ridimensionamento delle aspettative di crescita in alcuni mercati *retail* e altri canali. Queste hanno riguardato in particolare impianti di raffinazione a bassa complessità, comprese raffinerie partecipate, il *goodwill* rilevato in connessione ad asset commerciali acquisiti in Europa Centro-Orientale, asset commerciali in Europa, nonché gli investimenti di periodo su asset svalutati in precedenti esercizi. Gli altri *special item* hanno riguardato oneri ambientali e per rischi e la componente valutativa dei derivati su *commodity*.

La **perdita netta *adjusted*** del 2009 pari a 197 milioni di euro, con un peggioramento pari a 718 milioni di euro, risente del peggioramento della *performance* operativa (-937 milioni di euro) nonché dalla riduzione dei risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

Petrolchimica

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
100	Utile operativo	(845)	(675)	170	20,1
(6)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	166	121		
22	Esclusione <i>special item</i>	281	128		
	di cui:				
(2)	Oneri (proventi) non ricorrenti				
24	Altri <i>special item</i>	281	128		
	- svalutazioni	278	121		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	(5)			
24	- oneri per incentivazione all'esodo	8	10		
	- componente valutativa dei derivati su commodity		(3)		
116	Utile operativo adjusted	(398)	(426)	(28)	(7,0)
1	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	1		(1)	
1	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	(9)		9	
(44)	Imposte sul reddito ^(a)	83	86	3	
74	Utile netto adjusted	(323)	(340)	(17)	(5,3)

(a) Escludono gli *special item*.

Nel 2009 il settore ha registrato la **perdita operativa adjusted** di 426 milioni di euro con un peggioramento di 28 milioni di euro rispetto al 2008 per effetto del perdurare delle condizioni di debolezza dei fondamentali dell'industria con domanda in calo ed elevata pressione competitiva.

Gli **special item** esclusi dalla perdita operativa di 128 milioni di euro si riferiscono essenzialmente a svalutazioni relative agli impianti del ciclo olefine-aromatici-polietilene di Porto Marghera e del Polo Siciliano per effetto del peggioramento dello scenario margini/volumi dovuto alla contrazione della domanda e delle previsioni di ulteriore inasprimento della pressione competitiva legato all'avvio di nuova capacità in Medio Oriente.

Ingegneria & Costruzioni

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
837	Utile operativo	1.045	881	(164)	(15,7)
3	Esclusione <i>special item</i>	(4)	239		
	di cui:				
(4)	Oneri (proventi) non ricorrenti		250		
7	Altri <i>special item</i>	(4)	(11)		
	- svalutazioni		2		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	(4)	3		
7	- oneri per incentivazione all'esodo				
	- componente valutativa dei derivati su commodity		(16)		
840	Utile operativo adjusted	1.041	1.120	79	7,6
	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	1		(1)	
80	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	49	49		
(262)	Imposte sul reddito ^(a)	(307)	(277)	30	
28,5	Tax rate (%)	28,1	23,7	(4,4)	
658	Utile netto adjusted	784	892	108	13,8

(a) Escludono gli *special item*.

Nel 2009 il settore Ingegneria & Costruzioni ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 1.120 milioni di euro con un aumento di 79 milioni di euro rispetto al 2008, pari al 7,6%, per effetto della tenuta dei ricavi e della redditività grazie ai progetti acquisiti nella fase espansiva del ciclo petrolifero. Gli **special item** esclusi dall'utile operativo *adjusted* riguardano essenzialmente l'onere non ricorrente rappresentato

dall'accantonamento 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.

L'**utile netto adjusted** di 892 milioni di euro aumenta di 108 milioni di euro rispetto al 2008.

Altre attività

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
(444)	Utile operativo	(346)	(382)	(36)	(10,4)
237	Esclusione <i>special item</i>	102	124		
	di cui:				
61	Oneri (proventi) non ricorrenti				
176	Altri <i>special item</i>	102	124		
210	- oneri ambientali	101	153		
6	- svalutazioni	5	5		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	(14)	(2)		
13	- accantonamenti a fondo rischi	4	(4)		
18	- oneri per incentivazione all'esodo	4	8		
(71)	- altro	2	(36)		
(207)	Utile operativo adjusted	(244)	(258)	(14)	(5,7)
(8)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(39)	12	51	
5	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	4	1	(3)	
(210)	Utile netto adjusted	(279)	(245)	34	12,2

(a) Escludono gli *special item*.**Corporate e società finanziarie**

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.	Var. %
(312)	Utile operativo	(743)	(474)	269	36,2
117	Esclusione <i>special item</i>	461	132		
	di cui:				
(10)	Oneri (proventi) non ricorrenti				
127	Altri <i>special item</i>	461	132		
12	- oneri ambientali	120	54		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	(9)			
32	- oneri per incentivazione all'esodo	28	38		
83	- componente valutativa dei derivati su commodity	52			
	- altro	270	40		
(195)	Utile operativo adjusted	(282)	(342)	(60)	(21,3)
(25)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(661)	(525)	136	
4	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	5		(5)	
154	Imposte sul reddito ^(a)	406	123	(283)	
(62)	Utile netto adjusted	(532)	(744)	(212)	(39,8)

(a) 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 *reported* gli *special item*, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su *commodity* 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 34% prevista dalla normativa fiscale italiana (33% per i periodi pregressi). L'utile operativo e l'utile netto *adjusted* non sono previsti né dagli IFRS, né dagli US 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. Le componenti reddituali sono classificate tra gli *special item*, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da 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 o da 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 o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del *management* e nell'informativa finanziaria. Inoltre è classificata tra gli *special item* la componente valutativa degli strumenti derivati non di copertura su *commodity* (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura).

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 agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su *commodity* 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).

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

(milioni di euro)

2009

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	9.120	3.687	(102)	(675)	881	(382)	(474)		12.055
Esclusione (utile) perdita di magazzino		326	(792)	121					(345)
Esclusione special item									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti					250				250
Altri special item	364	(112)	537	128	(11)	124	132		1.162
- oneri ambientali		19	72			153	54		298
- svalutazioni	618	27	389	121	2	5			1.162
- plusvalenze nette su cessione di asset	(270)	(6)	(2)		3	(2)			(277)
- accantonamenti a fondo rischi		115	17			(4)			128
- oneri per incentivazione all'esodo	31	25	22	10		8	38		134
- componente valutativa dei derivati su commodity	(15)	(292)	39	(3)	(16)				(287)
- altro						(36)	40		4
Special item dell'utile operativo	364	(112)	537	128	239	124	132		1.412
Utile operativo adjusted	9.484	3.901	(357)	(426)	1.120	(258)	(342)		13.122
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(23)	(15)				12	(525)		(551)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	243	332	75		49	1			700
Imposte sul reddito ^(a)	(5.826)	(1.302)	85	86	(277)		123	(3)	(7.114)
Tax rate (%)	60,0	30,9			23,7				53,6
Utile netto adjusted	3.878	2.916	(197)	(340)	892	(245)	(744)	(3)	6.157
di cui:									
- utile netto adjusted di terzi azionisti									950
- utile netto adjusted di competenza Eni									5.207
Utile netto di competenza Eni									4.367
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(191)
Esclusione special item									1.031
- oneri (proventi) non ricorrenti									250
- altri special item									781
Utile netto adjusted di competenza Eni									5.207

(a) Escludono gli special item.

(milioni di euro)

2008

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	16.239	4.030	(988)	(845)	1.045	(346)	(743)	125	18.517
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(429)	1.199	166					936
Esclusione special item									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti			(21)						(21)
Altri special item	983	(37)	390	281	(4)	102	461		2.176
- oneri ambientali		12	76			101	120		309
- svalutazioni	989	1	299	278		5			1.572
- plusvalenze nette su cessione di asset	4	7	13	(5)	(4)	(14)	(9)		(8)
- accantonamenti a fondo rischi						4			4
- oneri per incentivazione all'esodo	8	20	23	8		4	28		91
- componente valutativa dei derivati su commodity	(18)	(74)	(21)				52		(61)
- altro		(3)				2	270		269
Special item dell'utile operativo	983	(37)	369	281	(4)	102	461		2.155
Utile operativo adjusted	17.222	3.564	580	(398)	1.041	(244)	(282)	125	21.608
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	70	(13)	1	1	1	(39)	(661)		(640)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	609	420	174	(9)	49	4	5		1.252
Imposte sul reddito ^(a)	(10.001)	(1.323)	(234)	83	(307)		406	(49)	(11.425)
Tax rate (%)	55,9	33,3	31,0		28,1				51,4
Utile netto adjusted	7.900	2.648	521	(323)	784	(279)	(532)	76	10.795
di cui:									
- utile netto adjusted di terzi azionisti									631
- utile netto adjusted di competenza Eni									10.164
Utile netto di competenza Eni									8.825
Esclusione (utile) perdita di magazzino									723
Esclusione special item									616
- oneri (proventi) non ricorrenti									(21)
- altri special item									637
Utile netto adjusted di competenza Eni									10.164

(a) Escludono gli special item.

(milioni di euro)

2007

	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	13.433	4.465	686	100	837	(444)	(312)	(26)	18.739
Esclusione (utile) perdita di magazzino		44	(658)	(6)					(620)
Esclusione special item									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti	(11)	(61)	35	(2)	(4)	61	(10)		8
Altri special item	348	(34)	229	24	7	176	127		877
- oneri ambientali		15	128			210	12		365
- svalutazioni	226		58			6			290
- accantonamenti a fondo rischi			9			13			22
- oneri per incentivazione all'esodo	6	38	31	24	7	18	32		156
- componente valutativa dei derivati su commodity	74	(16)	6				83		147
- altro	42	(71)	(3)			(71)			(103)
Special item dell'utile operativo	337	(95)	264	22	3	237	117		885
Utile operativo adjusted	13.770	4.414	292	116	840	(207)	(195)	(26)	19.004
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	60	(5)		1		(8)	(25)		23
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	176	420	126	1	80	5	4		812
Imposte sul reddito ^(a)	(7.678)	(1.702)	(124)	(44)	(262)		154	10	(9.646)
Tax rate (%)	54,8	35,2	29,7		28,5				48,6
Utile netto adjusted	6.328	3.127	294	74	658	(210)	(62)	(16)	10.193
di cui:									
- utile netto adjusted di terzi azionisti									624
- utile netto adjusted di competenza Eni									9.569
Utile netto di competenza Eni									10.011
Esclusione (utile) perdita di magazzino									(499)
Esclusione special item									57
- oneri (proventi) non ricorrenti									35
- altri special item									22
Utile netto adjusted di competenza Eni									9.569

(a) Escludono gli special item.

Dettaglio degli special item

2007	(milioni di euro)	2008	2009
8	Oneri (proventi) non ricorrenti	(21)	250
	<i>di cui:</i>		
	<i>stima onere della possibile transazione TSKJ</i>		250
(83)	<i>effetto curtailment del TFR</i>		
91	<i>accantonamenti (utilizzi) per rischi</i>	(21)	
877	Altri special item	2.176	1.162
365	- oneri ambientali	309	298
290	- svalutazioni	1.572	1.162
	- plusvalenze nette su cessione di asset	(8)	(277)
22	- accantonamenti a fondo rischi	4	128
156	- oneri per incentivazione all'esodo	91	134
147	- componente valutativa dei derivati su commodity	(61)	(287)
(103)	- altro	269	4
885	Special item dell'utile operativo	2.155	1.412
(23)	Oneri (proventi) finanziari		
(321)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(239)	179
	<i>di cui, plusvalenza per cessione della partecipazione in:</i>		
(290)	<i>Haldor Topsøe AS e Camom SA</i>		
	<i>GTT (Gaztransport et Technigaz SAS)</i>	(185)	
(658)	Imposte sul reddito	(1.402)	(560)
	<i>di cui:</i>		
	<i>effetti ex D.L. n. 112 del 25 giugno 2008, su fiscalità:</i>	(270)	(27)
	- di magazzino	(176)	
	- di attività per imposte anticipate	(94)	(27)
	<i>effetti ex legge Finanziaria 2008</i>	(290)	
(394)	<i>adeguamento fiscalità differita delle imprese italiane</i>		
	<i>adeguamento fiscalità differita Libia</i>	(173)	
	<i>svalutazione imposte anticipate E&P</i>		72
(50)	<i>altri special item</i>	(46)	(192)
(214)	<i>fiscalità su special item dell'utile operativo</i>	(623)	(413)
(117)	Totale special item dell'utile netto	514	1.031
	<i>di cui:</i>		
(174)	<i>quota degli special item di competenza di terzi azionisti</i>	(102)	
57	quota degli special item di competenza Eni	616	1.031

Dettaglio delle svalutazioni

2007	(milioni di euro)	2008	2009	Var. ass.
207	Svalutazione asset materiali/immateriali	1.349	993	(356)
	Svalutazione goodwill	44	58	14
207	Sub totale	1.393	1.051	(342)
83	Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti	179	111	(68)
290	Totale svalutazioni	1.572	1.162	(410)

Stato patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio pubblicato nel bilancio annuale e nel bilancio semestrale abbreviato 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)	31.12.2008	31.12.2009	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	59.255	63.177	3.922
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.196	1.736	540
Attività immateriali	7.697	8.057	360
Partecipazioni	5.881	6.244	363
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.219	1.261	42
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(787)	(749)	38
	74.461	79.726	5.265
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	6.082	5.495	(587)
Crediti commerciali	16.444	14.916	(1.528)
Debiti commerciali	(12.590)	(10.078)	2.512
Debiti tributari e fondo imposte netto	(5.323)	(1.988)	3.335
Fondi per rischi e oneri	(9.506)	(10.319)	(813)
Altre attività (passività) d'esercizio ^(b)	(4.544)	(3.968)	583
	(9.437)	(5.942)	3.495
Partecipazioni di circolante	2.741		2.741
Fondi per benefici ai dipendenti	(947)	(944)	3
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	68	266	198
CAPITALE INVESTITO NETTO	66.886	73.106	6.220
Patrimonio netto			
di competenza: - Eni	44.436	46.073	1.637
- terzi azionisti	4.074	3.978	(96)
	48.510	50.051	1.541
Indebitamento finanziario netto	18.376	23.055	4.679
COPERTURE	66.886	73.106	6.220

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

(b) Includono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di 339 milioni di euro (410 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e titoli a copertura delle riserve tecniche dell'attività assicurativa di Eni di 284 milioni di euro (302 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

L'apprezzamento dell'euro, in particolare sul dollaro, rispetto al 31 dicembre 2008 (cambio EUR/USD 1,441 al 31 dicembre 2009, contro 1,392 al 31 dicembre 2008, +3,5%), ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro, ai cambi del 31 dicembre 2009, una diminuzione del capitale investito netto di 894 milioni di euro, del patrimonio netto di 869 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di 25 milioni di euro.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2009 ammonta a 73.106 milioni di euro con un incremento di 6.220 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008.

Capitale immobilizzato

Il **capitale immobilizzato** (79.726 milioni di euro) è aumentato di 5.265 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008 per effetto degli investimenti tecnici di periodo (13.695 milioni di euro) e del *goodwill* residuale rilevato