

L'utile operativo **adjusted** che esclude l'utile di magazzino di 1.113 milioni di euro e gli special item costituiti da oneri netti per un totale di 1.652 milioni di euro, ammonta a 17.974 milioni di euro con un incremento di 670 milioni di euro rispetto al 2010, pari al 3,9% per effetto del miglioramento della performance operativa registrata nei settori:

- **Exploration & Production** (+2.193 milioni di euro, pari al 15,8%) per effetto principalmente dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +40,3%; gas naturale +7,7%) che ha più che compensato la perdita di risultato operativo in Libia. Il risultato è stato influenzato anche dall'effetto negativo dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa 490 milioni di euro);
- **Ingegneria & Costruzioni** (+117 milioni di euro, pari all'8,8%) che riflette la crescita dei ricavi e la maggiore redditività delle commesse. Questi incrementi sono stati parzialmente compensati dal minor utile operativo registrato nei settori:
- **Gas & Power**, con una riduzione di 1.173 milioni di euro, pari al 37,6%, rispetto al 2010. Il principale driver è stato la negativa perfor-

mance dell'attività Mercato (-550 milioni di euro a fronte dell'utile di 733 milioni di euro del 2010) che riflette solo in parte i benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, alcune delle quali si sono concluse dopo la chiusura dell'esercizio con il conseguente rinvio delle rilevazioni contabili di tali benefici, in un quadro di debolezza della domanda gas e di forte pressione competitiva. Il risultato è stato inoltre penalizzato dalla mancata disponibilità del gas libico. Il peggioramento dell'attività Mercato è stato in parte attenuato dalla positiva performance operativa del Trasporto internazionale (+12%) e dei Business regolati Italia (+3,4%);

- **Refining & Marketing** che ha registrato un ampliamento della perdita operativa **adjusted** (da -171 milioni di euro del 2010 a -535 milioni di euro del 2011) a causa della pesante flessione dei margini di raffinazione e della debolezza della domanda di prodotti penalizzata dal clima economico recessivo;
- **Petrochimica** (-163 milioni di euro) a seguito della flessione dei margini unitari e del calo delle vendite penalizzate dal clima economico recessivo in particolare nell'ultima parte dell'esercizio.

Proventi (oneri) finanziari

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.
(673)	Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(727)	(881)	(154)
(753)	- Oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	(766)	(922)	(156)
33	- Interessi attivi su depositi e c/c	18	22	4
47	- Proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	21	19	(2)
(4)	Proventi (oneri) su contratti derivati	(131)	(112)	19
40	- Contratti su valute	(111)	29	140
(52)	- Contratti su tassi di interesse	(39)	(141)	(102)
8	- Opzioni su titoli	19		(19)
(106)	Differenze di cambio	92	(111)	(203)
9	Altri proventi (oneri) finanziari	(148)	(174)	(26)
163	- Proventi su partecipazioni strumentali all'attività operativa			
43	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e su crediti d'imposta	75	77	2
(218)	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(251)	(247)	4
21	- Altri	28	(4)	(32)
(774)		(914)	(1.278)	(364)
223	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	187	149	(38)
(551)		(727)	(1.129)	(402)

Gli **oneri finanziari netti** di 1.129 milioni di euro registrano un incremento di 402 milioni di euro rispetto al 2010. Tale maggiore saldo negativo riflette la crescita degli oneri finanziari sul debito (-154 milioni di euro) dovuta all'incremento dell'indebitamento finanziario netto medio e del costo del debito in funzione dell'andamento degli spread e dei principali benchmark di mercato per i finanziamenti in euro (+0,6 punti percentuali l'Euribor), nonché alla variazione negativa del fair value su strumenti derivati su tassi d'interesse

(-102 milioni di euro) privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting previsto dallo IAS 39. La variazione delle differenze di cambio per -203 milioni di euro è stata in parte attenuata dai proventi su strumenti finanziari derivati su cambi (+140 milioni di euro, da un onere di 111 milioni di euro a un provento di 29 milioni di euro), le cui variazioni di fair value sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base allo IAS 39.

Proventi netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi netti su partecipazioni relativa al 2011 è illustrata nella tabella seguente:

2011 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	119	276	100	95	(46)	544
Dividendi	491	99	69			659
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	(2)	1.112	11	2	2	1.125
Altri proventi (oneri) netti	8	(3)	(163)		1	(157)
	616	1.484	17	97	(43)	2.171

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a 2.171 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 (544 milioni di euro), principalmente nei settori Gas & Power ed Exploration & Production; (ii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (659 milioni di euro), in particolare da Nigeria LNG Ltd; (iii) le plusvalenze da cessione di partecipazioni (1.125 milioni di euro) rife-

rite essenzialmente al provento rilevato a fronte della cessione delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas da Nord Europa e Russia (1.044 milioni di euro) e delle attività di distribuzione del gas in Brasile (50 milioni di euro); (iv) la svalutazione di 157 milioni di euro dell'interest Eni in un'iniziativa di raffinazione dell'Europa dell'est a causa delle ridimensionate prospettive di redditività. L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.
393	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	537	544	7
164	Dividendi	264	659	395
16	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	332	1.125	793
(4)	Altri proventi (oneri) netti	23	(157)	(180)
569		1.156	2.171	1.015

L'incremento di 1.015 milioni di euro rispetto al 2010 è dovuto alla rilevazione di plusvalenze da cessione di partecipazioni nonché

ai maggiori risultati e dividendi delle partecipate nei settori Gas & Power ed Exploration & Production.

Imposte sul reddito

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.
Utile ante imposte				
2.403	Italia	1.582	1.391	(191)
9.670	Estero	14.958	17.086	2.128
12.073		16.540	18.477	1.937
Imposte sul reddito				
1.190	Italia	841	998	157
5.566	Estero	8.316	9.676	1.360
6.756		9.157	10.674	1.517
Tax rate (%)				
49,5	Italia	53,2	71,7	18,5
57,6	Estero	55,6	56,6	1,0
56,0		55,4	57,8	2,4

Le **imposte sul reddito** (10.674 milioni di euro) sono aumentate di 1.517 milioni di euro, pari al 16,2%. In particolare sono state registrate maggiori imposte correnti essenzialmente dalle imprese estere del settore Exploration & Production per effetto dell'incremento dell'utile ante imposte.

Il tax rate reported è aumentato di 2,4 punti percentuali riflettendo: (i) la rilevazione di imposte differite passive di 573 milioni di euro

dovute al cambio dell'aliquota fiscale applicabile a un contratto petrolifero di production sharing, compreso l'adeguamento del fondo imposte differite iscritto all'atto dell'acquisizione del relativo diritto minerario da parte Eni nell'ambito di una business combination; (ii) le maggiori imposte correnti (221 milioni di euro) rilevate dalle imprese italiane per effetto delle modifiche della normativa fiscale ex Legge n. 148 del settembre 2011 che ha incrementato di 4

punti percentuali al 10,5% la maggiorazione IRES in vigore sul reddito imponibile delle imprese del settore energia (cd. Robin Tax), estendendone l'ambito di applicazione alle società di trasporto e distribuzione del gas naturale. Tali fattori incrementativi sono stati compensati dalla rilevazione della citata plusvalenza da cessione degli asset del trasporto internazionale del gas (1.044 milioni di euro) esclusa dall'imposizione e dai minori oneri non deducibili (in particolare le minori svalutazioni di goodwill).
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 56,2%, in aumento rispetto al 2010 (54,4% nel 2010) a causa della maggiore incidenza sull'utile ante imposte di Gruppo del reddito prodotto dal settore Exploration & Production.

Utile netto delle interessenze di terzi

L'utile netto delle interessenze di terzi (943 milioni di euro) riguarda essenzialmente Saipem SpA (552 milioni di euro) e Snam Rete Gas SpA (385 milioni di euro).

Risultati per settore di attività¹

Exploration & Production

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
9.120 Utile operativo		13.866	15.887	2.021	14,6
364 Esclusione special item:		18	190		
618 - svalutazioni di asset e altre attività		127	190		
- oneri ambientali		30			
(270) - plusvalenze nette su cessione di asset		(241)	(63)		
31 - oneri per incentivazione all'esodo		97	44		
(15) - componente valutativa dei derivati su commodity			1		
- altro		5	18		
9.484 Utile operativo adjusted		13.884	16.077	2.193	15,8
(23) Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(205)	(231)	(26)	
243 Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		274	624	350	
(5.826) Imposte sul reddito ^(a)		(8.353)	(9.604)	(1.251)	
60,0 Tax rate (%)		59,9	58,3	(1,6)	
3.878 Utile netto adjusted		5.600	6.866	1.266	22,6
I risultati includono:					
7.365 ammortamenti e svalutazioni di asset		7.051	6.440	(611)	(8,7)
di cui:					
1.551 ammortamenti di ricerca esplorativa		1.199	1.165	(34)	(2,8)
1.264 - costi di perforazione pozzi esplorativi e altro		802	820	18	2,2
287 - costi di prospezioni e studi geologici e geofisici		397	345	(52)	(13,1)
Prezzi medi di realizzo					
56,95 Petrolio ^(b)	[\$ /barile]	72,76	102,11	29,35	40,3
198,64 Gas naturale	[\$ /migliaia di metri cubi]	212,67	229,06	16,39	7,7
46,90 Idrocarburi	[\$ /boe]	55,60	72,26	16,66	30,0

(a) Escludono gli special item.

(b) Include condensati.

Nel 2011 il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 16.077 milioni di euro con aumento di 2.193 milioni di euro rispetto al 2010 (+15,8%) per effetto dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +40,3%; gas naturale +7,7%). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla perdita del risultato operativo in Libia e dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa 490 milioni di euro).

Gli **special item** dell'utile operativo adjusted di 190 milioni di euro di oneri netti riguardano svalutazioni di proprietà oil&gas a cau-

sa di effetti scenario e revisioni negative delle riserve, oneri per incentivazione all'esodo nonché la componente valutativa relativa a derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine. I proventi special hanno riguardato plusvalenze da cessione di asset marginali. Tra gli special item non operativi si segnala l'adeguamento dell'importo di 552 milioni di euro del fondo imposte differite a fronte della revisione dell'aliquota fiscale di un Production Sharing Agreement (PSA).

Nel 2011 il **prezzo di realizzo in dollari degli idrocarburi** è aumen-

[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".

tato in media del 30% per effetto dell'andamento favorevole dello scenario (il marker Brent è aumentato del 40% nell'anno).

Il **prezzo medio di realizzo del petrolio Eni** è stato ridotto in media di 1,50 dollari/barile per effetto del regolamento di strumenti derivati relativi alla vendita di 9 milioni di barili nell'esercizio che hanno chiuso la posizione aperta nel 2008 per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa correlati alla vendita di circa 125,7 milioni di barili di riserve certe.

I **prezzi di realizzo del gas naturale** evidenziano una dinamica più contenuta (+7,7% nell'anno) per effetto dei time-lag di indicizzazione ai parametri energetici nelle vendite con formule oil-linked e alla debolezza dei prezzi spot del gas in alcune aree (in particolare gli USA).

Nella tavola che segue sono rappresentati gli effetti delle operazioni di cash flow hedge descritte in precedenza.

Petrolio	(milioni di barili)	2010	2011
Volumi venduti		357,1	297,4
Produzione coperta da strumenti derivati "cash flow hedge"		28,5	9,0
Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	(\$/barile)	74,09	103,61
Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati		(1,33)	(1,50)
Prezzo medio di realizzo		72,76	102,11

Gas & Power

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
3.687	Utile operativo	2.896	1.758	(1.138)	(39,3)
326	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(117)	(166)		
(112)	Esclusione special item	340	354		
	di cui:				
	Oneri (proventi) non ricorrenti	(270)			
(112)	Altri special item	610	354		
19	- oneri ambientali	25	10		
27	- svalutazioni	436	145		
(6)	- plusvalenze nette su cessione di asset	4	(4)		
115	- accantonamenti a fondo rischi	78	77		
25	- oneri per incentivazione all'esodo	75	40		
(292)	- componente valutativa dei derivati su commodity	30	45		
	- altro	(38)	41		
3.901	Utile operativo adjusted	3.119	1.946	(1.173)	(37,6)
1.721	Mercato	733	(550)	(1.283)	..
1.796	Business regolati Italia	2.043	2.112	69	3,4
384	Trasporto internazionale	343	384	41	12,0
(15)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	19	33	14	
332	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	406	407	1	
(1.302)	Imposte sul reddito ^(a)	(986)	(845)	141	
30,9	Tax rate (%)	27,8	35,4	7,6	
2.916	Utile netto adjusted	2.558	1.541	(1.017)	(39,8)

[a] Escludono gli special item.

Nel 2011 il settore ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 1.946 milioni di euro con una marcata diminuzione di 1.173 milioni di euro, pari al 37,6%, rispetto al 2010 a causa della perdita registrata dal Mercato di -550 milioni di euro [a fronte dell'utile di 733 milioni di euro nel 2010], attenuata dalla tenuta del Trasporto internazionale e dei Business regolati Italia. Il risultato del Mercato riflette solo in parte i benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, alcune delle quali essendosi concluse dopo la chiusura dell'esercizio non hanno consentito la rilevazione dei relativi benefici economici. Inoltre il risultato non considera proventi su

derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere considerati di copertura dell'ammontare di 44 milioni di euro associabili a vendite di gas ed energia di competenza del periodo (parimenti il 2010 non considera proventi di 116 milioni di euro riferibili a vendite dell'anno). Gli IFRS in assenza di relazione formale di copertura non permettono il trattamento in hedge accounting di tali strumenti derivati, impedendo il rinvio dei proventi menzionati al reporting period di manifestazione delle vendite sottostanti. Per consentire agli investitori di comprendere tale fenomeno, il management ha elaborato una misura alternativa di performance, l'EBITDA pro-

forma adjusted la quale, in sostanza, simula gli effetti economici dell'hedge accounting correlando i proventi (oneri) degli strumenti derivati ai ricavi ai quali gli strumenti si riferiscono (v. sotto). Tale misura alternativa di performance, anche tenuto conto dell'apporto in quota Eni dell'EBITDA delle società collegate, evidenzia una flessione del 78,2% della performance del Mercato rispetto al 2010 in linea con i trend fondamentali del business.

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo adjusted ammontano a 354 milioni di euro di oneri netti e si riferiscono in particolare (i) alla svalutazione dell'importo di 145 milioni di euro riferita principalmente al goodwill attribuito alla cash generating unit Mercato europeo. In sede di impairment review, il management ha ridimensionato le prospettive di redditività del business in considerazione del perdurare della pressione sui margini e delle ridotte opportunità di espansione delle vendite in un quadro congiunturale debole; (ii) agli oneri da valutazione a fair value degli strumenti derivati su commodity dell'attività Mercato, privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting (45 milioni di euro); (iii) ad accantonamenti per rischi (77 milioni di euro) e a oneri per incentivazione all'esodo (40 milioni di euro).

Mercato

L'attività Mercato ha registrato la **perdita operativa adjusted** di 550 milioni di euro con un rilevante peggioramento rispetto all'utile operativo adjusted di 733 milioni di euro del 2010 anche a causa della conclusione di alcune rinegoziazioni di contratti di approvvigionamento dopo la chiusura dell'esercizio che ha rinviato la rilevazione contabile dei relativi benefici. La negativa performance del Mercato riflette il quadro congiunturale recessivo e l'intensa pressione competitiva alimentata dall'eccesso di offerta che hanno causato la rilevante flessione dei margini di commercializzazione e la perdita di volumi in particolare nel Belgio.

Altre misure di performance

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

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
4.403	EBITDA pro-forma adjusted	3.853	2.565	(1.288)	(33,4)
2.392	Mercato	1.670	364	(1.306)	(78,2)
(133)	di cui: +/- rettifica derivati commodity	116	44		
1.345	Business regolati Italia	1.486	1.535	49	3,3
666	Trasporto internazionale	697	666	(31)	(4,4)

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 pro-forma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate. Per le attività regolate Italia, in considerazione dello status di società quotata della capogruppo Snam SpA, si assume la quota di competenza Eni dei risultati (55,53% al 31 dicembre 2011 determinata tenendo conto delle azioni proprie detenute dalla stessa società). Ai soli fini della determinazione dell'EBITDA pro-forma adjusted, l'utile operativo adjusted dell'attività Mercato è rettificato dell'effetto del regolamento dei derivati

Inoltre la perdita di periodo è stata influenzata: (i) dall'indisponibilità del gas libico che ha causato sia un peggioramento del mix di approvvigionamento, sia minori vendite agli importatori; (ii) dallo scenario negativo dei parametri energetici e del cambio, e da condizioni climatiche atipiche; (iii) dal blocco tariffario in alcuni Paesi europei.

Tali fattori negativi sono stati attenuati dai benefici conseguiti grazie alla finalizzazione di alcune rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento nonché dalle azioni di ottimizzazione del supply. Il risultato tiene inoltre conto di un provento di 53 milioni di euro relativo a derivati su commodity attivati per ottimizzare il margine economico.

Business regolati Italia

Nel 2011, l'**utile operativo adjusted** delle attività regolate in Italia di 2.112 milioni di euro è aumentato di 69 milioni di euro rispetto al 2010, pari al 3,4%. La flessione del Trasporto (-25 milioni di euro rispetto al 2010) dovuta ai minori volumi trasportati è stata compensata dall'aumento dei risultati dell'attività Distribuzione (+62 milioni di euro) che ha beneficiato di incrementi delle componenti tariffarie riconosciute dall'Autorità per l'energia e il gas a copertura degli ammortamenti e dell'attività Stoccaggio (+32 milioni di euro rispetto al 2010) in relazione all'incremento dei volumi movimentati in giacimento.

Trasporto internazionale

L'**utile operativo adjusted** del 2011 di 384 milioni di euro è aumentato di 41 milioni di euro, pari al 12% rispetto al 2010 per effetto principalmente della circostanza che i risultati del 2010 furono penalizzati dall'interruzione del tratto svizzero del gasdotto di importazione dal Nord Europa a causa di un incidente occorso sulla linea.

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 pro-forma 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

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
(102) Utile operativo		149	(273)	(422)	..
(792) Esclusione (utile) perdita di magazzino		(659)	(907)		
537 Esclusione special item:		339	645		
72 - oneri ambientali		169	34		
389 - svalutazioni		76	488		
(2) - plusvalenze nette su cessione di asset		(16)	10		
17 - accantonamenti a fondo rischi		2	8		
22 - oneri per incentivazione all'esodo		113	81		
39 - componente valutativa dei derivati su commodity		(10)	(3)		
- altro		5	27		
(357) Utile operativo adjusted		(171)	(535)	(364)	..
75 Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		92	99	7	
85 Imposte sul reddito ^(a)		30	174	144	
.. Tax rate (%)		
(197) Utile netto adjusted		(49)	(262)	(213)	..

[a] Escludono gli special item.

Nel 2011 il settore ha registrato un rilevante peggioramento della **perdita operativa adjusted** (da -171 milioni di euro nel 2010 a -535 milioni di euro nel 2011) dovuto al livello non remunerativo dei margini di raffinazione di scenario a causa degli elevati costi della carica petrolifera e delle utility energetiche che non sono stati recuperati nei prezzi dei prodotti penalizzati dalla debolezza della domanda e dall'eccesso di capacità nel bacino del Mediterraneo. Inoltre i margini realizzati da Eni hanno risentito del restringimento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti che ha ridotto il vantaggio della conversione. L'andamento dello scenario è stato parzialmente compensato dalle iniziative di efficienza e di ottimizzazione dei cicli di raffinazione e dalla riduzione dei livelli delle lavorazioni presso le raffinerie meno competitive. I risultati del Marketing, ancorché positivi, hanno registrato un peggioramento a causa della contrazione della domanda di carbu-

ranti per autotrazione e degli altri prodotti destinati all'industria in un quadro congiunturale recessivo e dall'elevata pressione competitiva.

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo adjusted (oneri di 645 milioni di euro) riguardano principalmente la svalutazione degli impianti di raffinazione motivata dalle previsioni aziendali a medio termine che indicano il permanere di deboli fondamentali del settore e di margini non remunerativi con il conseguente ridimensionamento dei flussi di cassa futuri degli asset. Si segnalano inoltre oneri relativi alla svalutazione di una rete di distribuzione europea, oneri per incentivazione all'esodo e passività ambientali.

Tra gli special item della perdita netta si segnala la svalutazione di 157 milioni di euro della partecipazione in un'iniziativa di raffinazione nell'Europa dell'Est a causa delle ridimensionate prospettive di redditività.

Petrochimica

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
(675) Utile operativo		(86)	(424)	(338)	..
121 Esclusione (utile) perdita di magazzino		(105)	(40)	65	
128 Esclusione special item:		78	188		
di cui:					
Oneri (proventi) non ricorrenti			10		
128 Altri special item		78	178		
121 - svalutazioni		52	160		
10 - oneri per incentivazione all'esodo		26	17		
(3) - componente valutativa dei derivati su commodity					
- oneri ambientali			1		
(426) Utile operativo adjusted		(113)	(276)	(163)	..
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		1		(1)	
86 Imposte sul reddito ^(a)		27	68	41	..
(340) Utile netto adjusted		(85)	(208)	(123)	..

[a] Escludono gli special item.

Nel 2011 il settore ha registrato un ampliamento della **perdita operativa adjusted** di 163 milioni di euro rispetto al 2010 (da -113 milioni di euro a -276 milioni di euro) dovuto alla flessione dei margini unitari delle commodity, in particolare del cracker, a causa degli elevati costi della carica petrolifera non trasferiti nei prezzi di vendita e al calo dei volumi penalizzati dalla debolezza della domanda.

Gli **special item** esclusi dalla perdita operativa di 188 milioni di euro di oneri netti si riferiscono essenzialmente a svalutazioni di linee di business marginali prive di prospettive di reddito nonché a oneri per incentivazione all'esodo.

Nel 2011 il settore ha conseguito la **perdita netta adjusted** di 208 milioni di euro, con un peggioramento di 123 milioni di euro rispetto al 2010.

Ingegneria & Costruzioni

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
881	Utile operativo	1.302	1.422	120	9,2
239	Esclusione special item	24	21		
	di cui:				
250	Oneri (proventi) non ricorrenti	24			
[11]	Altri special item:		21		
2	- svalutazioni	3	35		
3	- plusvalenze nette su cessione di asset	5	4		
	- oneri per incentivazione all'esodo	14	10		
[16]	- componente valutativa dei derivati su commodity	[22]	[28]		
1.120	Utile operativo adjusted	1.326	1.443	117	8,8
	Proventi (oneri) finanziari netti ^[a]	33		[33]	
49	Proventi (oneri) su partecipazioni ^[a]	10	95	85	
[277]	Imposte sul reddito ^[a]	[375]	[440]	[65]	
23,7	Tax rate [%]	27,4	28,6	1,2	
892	Utile netto adjusted	994	1.098	104	10,5

[a] Escludono gli special item.

Nel 2011 il settore Ingegneria & Costruzioni ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 1.443 milioni di euro con un aumento di 117 milioni di euro rispetto al 2010, pari all'8,8%, trainato dalla crescita dei ricavi e dalla maggiore redditività delle commesse, in particolare nel business Engineering & Construction Onshore, per la maggiore attività sviluppata in Medio Oriente, Canada e Australia e nelle Perforazioni mare, dove la piena attività delle navi di perforazione Saipem 10000 e 12000 e del jack-up Perro Negro 8, ha compensato l'impatto negativo delle fermate per manuten-

zione del mezzo Scarabeo 5.

Gli **special item** dell'utile operativo (21 milioni di euro) si riferiscono essenzialmente alla svalutazione di equipment sul mezzo Scarabeo 8, agli oneri per incentivazione all'esodo, nonché alla componente valutativa relativa alla porzione inefficace di strumenti derivati di copertura su commodity.

L'**utile netto adjusted** di 1.098 milioni di euro aumenta di 104 milioni di euro rispetto al 2010 per effetto dell'incremento dell'utile operativo.

Altre attività ^(a)

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
(436) Utile operativo		(1.384)	(427)	957	..
178 Esclusione special item		1.179	201		
di cui:					
Oneri (proventi) non ricorrenti			59		
178 Altri special item:		1.179	142		
207 - oneri ambientali		1.145	141		
5 - svalutazioni		8	4		
(2) - plusvalenze nette su cessione di asset			(7)		
(4) - accantonamenti a fondo rischi		7	9		
8 - oneri per incentivazione all'esodo		10	8		
(36) - altro		9	(13)		
(258) Utile operativo adjusted		(205)	(226)	(21)	(10,2)
12 Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)		(9)	5	14	
1 Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)		(2)	(3)	(1)	
Imposte sul reddito ^(b)			(1)		
(245) Utile netto adjusted		(216)	(224)	(8)	(3,7)

(a) A partire dal 2010 gli oneri ambientali sostenuti da Eni SpA per effetto delle garanzie intersocietarie verso Syndial sono riportati ai fini della segment information nelle "Altre Attività". I periodi di confronto sono stati riclassificati per omogeneità.

(b) Escludono gli special item.

Corporate e società finanziarie ^(a)

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.	Var. %
(420) Utile operativo		(361)	(319)	42	11,6
78 Esclusione special item:		96	53		
- plusvalenze nette su cessione di asset			(1)		
38 - oneri per incentivazione all'esodo		88	(6)		
- accantonamenti a fondo rischi		8	9		
40 - altro			51		
(342) Utile operativo adjusted		(265)	(266)	(1)	(0,4)
(525) Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)		(530)	(932)	(402)	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)			1	1	
123 Imposte sul reddito ^(b)		96	410	314	
(744) Utile netto adjusted		(699)	(787)	(88)	(12,6)

(a) A partire dal 2010 gli oneri ambientali sostenuti da Eni SpA per effetto delle garanzie intersocietarie verso Syndial sono riportati ai fini della segment information nelle "Altre Attività". I periodi di confronto sono stati riclassificati per omogeneità.

(b) Escludono gli special item.

Non-GAAP measure

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

Il management Eni valuta la performance del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto 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 statutory delle società italiane (38% per il settore energia e business regolati gas; 27,5% per tutte le altre). 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, costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o di diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo.

Le componenti reddituali sono classificate tra gli **special item**, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazio-

ni 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 su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

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'accrion 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.

2011

(milioni di euro)	ERP	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	15.887	1.758	(273)	(424)	1.422	(427)	(319)	(189)	17.435
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(166)	(907)	(40)					(1.113)
Esclusione special item									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti				10		59			69
Altri special item	190	354	645	178	21	142	53		1.583
- oneri ambientali		10	34	1		141			186
- svalutazioni	190	145	488	160	35	4			1.022
- plusvalenze nette su cessione di asset	(63)	(4)	10		4	(7)	(1)		(61)
- accantonamenti a fondo rischi		77	8			9	(6)		88
- oneri per incentivazione all'esodo	44	40	81	17	10	8	9		209
- componente valutativa dei derivati su commodity	1	45	(3)		(28)				15
- altro	18	41	27			(13)	51		124
Special item dell'utile operativo	190	354	645	188	21	201	53		1.652
Utile operativo adjusted	16.077	1.946	(535)	(276)	1.443	(226)	(266)	(189)	17.974
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(231)	33				5	(932)		(1.125)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	624	407	99		95	(3)	1		1.223
Imposte sul reddito ^(a)	(9.604)	(845)	174	68	(440)	(1)	410	78	(10.160)
Tax rate (%)	58,3	35,4	..		28,6				56,2
Utile netto adjusted	6.866	1.541	(262)	(208)	1.098	(225)	(787)	(111)	7.912
di competenza:									
- interessenze di terzi									943
- azionisti Eni									6.969
Utile netto di competenza azionisti Eni									6.860
Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(a)									(724)
Esclusione special item									833
- oneri (proventi) non ricorrenti									69
- altri special item									764
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									6.969

(a) Escludono gli special item.

(b) Di cui 65 milioni di euro riferiti alle entità valutate all'equity.

2010									
(milioni di euro)	ErP	GrP	RAM	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	13.866	2.896	149	(86)	1.302	(1.384)	(361)	(271)	16.111
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(117)	(659)	(105)					(881)
Esclusione special item									
di cui:									
Oneri (proventi) non ricorrenti		(270)			24				(246)
Altri special item	18	610	339	78		1.179	96		2.320
- oneri ambientali	30	25	169			1.145			1.369
- svalutazioni	127	436	76	52	3	8			702
- plusvalenze nette su cessione di asset	(241)	4	(16)		5				(248)
- accantonamenti a fondo rischi		78	2			7	8		95
- oneri per incentivazione all'esodo	97	75	113	26	14	10	88		423
- componente valutativa dei derivati su commodity		30	(10)		(22)				(2)
- altro	5	(38)	5			9			(19)
Special item dell'utile operativo	18	340	339	78	24	1.179	96		2.074
Utile operativo adjusted	13.884	3.119	(171)	(113)	1.326	(205)	(265)	(271)	17.304
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(205)	19			33	(9)	(530)		(692)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	274	406	92	1	10	(2)			781
Imposte sul reddito ^(a)	(8.353)	(986)	30	27	(375)		96	102	(9.459)
Tax rate (%)	59,9	27,8	..		27,4				54,4
Utile netto adjusted	5.600	2.558	(49)	(85)	994	(216)	(699)	(169)	7.934
di competenza:									
- interessenze di terzi									1.065
- azionisti Eni									6.869
Utile netto di competenza azionisti Eni									6.318
Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b)									(610)
Esclusione special item									1.161
- oneri (proventi) non ricorrenti									(246)
- altri special item									1.407
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									6.869

(a) Escludono gli special item.
(b) Di cui 51 milioni di euro riferiti alle entità valutate all'equity.

2009

(milioni di euro)	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	9.120	3.687	(102)	(675)	881	(436)	(420)		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)	178	78		1.162
- oneri ambientali		19	72			207			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	178	78		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 competenza:									
- interessenze di terzi									950
- azionisti Eni									5.207
Utile netto di competenza azionisti Eni									4.367
Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b)									(191)
Esclusione special item									1.031
- oneri (proventi) non ricorrenti									250
- altri special item									781
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									5.207

(a) Escludono gli special item.

(b) Di cui 48 milioni di euro riferiti alle entità valutate all'equity.

Dettaglio degli special item

2009	(milioni di euro)	2010	2011
250	Oneri (proventi) non ricorrenti	(246)	69
<i>di cui:</i>			
250	stima onere della transazione TSKJ		
	sanzioni (utilizzi) a fronte di procedimenti antitrust, regolatori e altre autorità	(246)	69
1.162	Altri special item	2.320	1.583
1.162	- svalutazioni	702	1.022
298	- oneri ambientali	1.369	186
(277)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(248)	(61)
128	- accantonamenti a fondo rischi	95	88
134	- oneri per incentivazione all'esodo	423	209
(287)	- componente valutativa dei derivati su commodity	(2)	15
4	- altro	(19)	124
1.412	Special item dell'utile operativo	2.074	1.652
	Oneri (proventi) finanziari netti	35	4
179	Oneri (proventi) su partecipazioni	(324)	(883)
<i>di cui:</i>			
	- plusvalenze da cessione	(332)	(1.122)
	- di cui: asset del trasporto internazionale		(1.044)
	- svalutazioni	28	191
(560)	Imposte sul reddito	(624)	60
<i>di cui:</i>			
72	svalutazione imposte anticipate E&P		552
	adeguamento fiscalità differita su PSA		
(219)	altri special item d'imposta	29	29
(413)	fiscalità su special item dell'utile operativo	(653)	(521)
1.031	Totale special item dell'utile netto	1.161	833

Dettaglio delle svalutazioni

2009	(milioni di euro)	2010	2011	Var. ass.
996	Svalutazione asset materiali/immateriali	268	893	625
56	Svalutazione goodwill	430	152	(278)
(1)	Rivalutazioni		(24)	
1.051	Sub totale	698	1.021	323
111	Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti	4	1	(3)
1.162	Totale svalutazioni	702	1.022	320

Stato patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory 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 mezzi 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 dicembre 2010	31 dicembre 2011	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	67.404	73.578	6.174
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.024	2.433	409
Attività immateriali	11.172	10.950	(222)
Partecipazioni	6.090	6.242	152
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.743	1.740	(3)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(970)	(1.576)	(606)
	87.463	93.367	5.904
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	6.589	7.575	986
Crediti commerciali	12.221	12.709	488
Debiti commerciali	(13.111)	(13.436)	(325)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(2.684)	(3.503)	(819)
Fondi per rischi e oneri	(11.792)	(12.735)	(943)
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.286)	281	1.567
	(5.063)	(4.109)	954
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.032)	(1.039)	(7)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	479	206	(273)
CAPITALE INVESTITO NETTO	81.847	88.425	6.578
Patrimonio netto degli azionisti Eni	51.206	55.472	4.266
Interessenze di terzi	4.522	4.921	399
PATRIMONIO NETTO	55.728	60.393	4.665
Indebitamento finanziario netto	26.119	28.032	1.913
COPERTURE	81.847	88.425	6.578

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

Il deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2010 (cambio EUR/USD 1,294 al 31 dicembre 2011, contro 1,336 al 31 dicembre 2010, -3,1%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2011, un aumento del capitale investito netto di 1.232 milioni di euro, del patrimonio netto di 1.031 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di 201 milioni di euro.

Tali variazioni unitamente all'utile di periodo hanno contribuito ad assorbire l'effetto crescita dell'indebitamento, riducendo il leverage del bilancio consolidato al 31 dicembre 2011 a 0,46 che si confronta con 0,47 al 31 dicembre 2010.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2011 ammonta a 88.425 milioni di euro con un incremento di 6.578 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010.

Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato (93.367 milioni di euro) è aumentato di 5.904 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010 per effetto, oltre che del movimento dei cambi, degli investimenti tecnici dell'esercizio (13.438 milioni di euro), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni dell'esercizio (9.318 milioni di euro).

Capitale di esercizio netto

Il capitale di esercizio netto (-4.109 milioni di euro) è aumentato di 954 milioni di euro per effetto:

- dell'incremento delle rimanenze (+986 milioni di euro) determinato dall'effetto della ripresa dei prezzi del petrolio, dei prodotti petroliferi e del gas nella valutazione al costo medio ponderato;
- dell'incremento delle Altre attività d'esercizio nette di 1.567 milioni di euro in relazione a: (i) minori debiti diversi che riflettono i

pagamenti eseguiti nell'anno ai fornitori di gas per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay al netto degli utilizzi di gas prepagato (324 milioni di euro); (ii) la riduzione delle passività nette (352 milioni di euro) relative al fair value degli strumenti derivati cash flow hedge dovuta principalmente alla chiusura della transazione 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; (iii) la maggiore posizione netta verso partner nell'attività in joint venture del settore Exploration & Production (circa 400 milioni di euro);

- dell'incremento dei debiti tributari e del fondo imposte netto per ef-

fetto dello stanziamento delle imposte sul reddito dell'esercizio;

- dell'incremento del fondo per rischi e oneri a seguito principalmente dell'aggiornamento della passività relativa allo smantellamento e rimozione delle strutture e alla chiusura dei pozzi minerari all'atto dell'abbandono nel settore Exploration & Production.

Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili (206 milioni di euro) riguardano essenzialmente asset non strategici della Divisione Exploration & Production.

Return On Average Capital Employed (ROACE)

Indice di rendimento del capitale investito. Per il Gruppo è calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted, prima delle interessenze di terzi azionisti e rettificato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio. L'effetto fiscale correlato agli oneri finanziari è determinato in base all'aliquota del 38% prevista dalla normativa fiscale italiana. Il capitale investito finale utilizzato per il

calcolo del capitale investito netto medio è rettificato dell'utile/perdita di magazzino rilevata nell'esercizio al netto del relativo effetto fiscale. Per i settori di attività il ROACE è calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted e il capitale investito netto medio di competenza di ciascun settore, rettificando il capitale investito netto finale dell'utile/perdita di magazzino al netto del relativo effetto fiscale per i settori dove il fenomeno è presente.

2011	(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto adjusted		6.866	1.541	(262)	7.912
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)		-	-	-	454
Utile netto adjusted unlevered		6.866	1.541	(262)	8.366
Capitale investito netto adjusted					
- a inizio periodo		37.646	27.346	8.321	81.847
- a fine periodo		42.024	27.660	8.600	87.701
Capitale investito netto medio adjusted		39.835	27.503	8.461	84.774
ROACE adjusted (%)		17,2	5,6	(3,1)	9,9

2010	(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto adjusted		5.600	2.558	(49)	7.934
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)		-	-	-	337
Utile netto adjusted unlevered		5.600	2.558	(49)	8.271
Capitale investito netto adjusted					
- a inizio periodo		32.455	24.754	8.105	73.106
- a fine periodo		37.646	27.270	7.859	81.237
Capitale investito netto medio adjusted		35.051	26.012	7.982	77.172
ROACE adjusted (%)		16,0	9,8	(0,6)	10,7

2009	(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Gruppo
Utile netto adjusted		3.878	2.916	(197)	6.157
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)		-	-	-	283
Utile netto adjusted unlevered		3.878	2.916	(197)	6.440
Capitale investito netto adjusted					
- a inizio periodo		30.362	22.547	7.379	66.886
- a fine periodo		32.455	25.024	7.560	72.915
Capitale investito netto medio adjusted		31.409	23.786	7.470	69.901
ROACE adjusted (%)		12,3	12,3	(2,6)	9,2