

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
33.042	Exploration & Production	23.801	29.497	5.696	23,9
37.062	Gas & Power	30.447	29.576	(871)	(2,9)
45.017	Refining & Marketing	31.769	43.190	11.421	36,0
6.303	Petrolchimica	4.203	6.141	1.938	46,1
9.176	Ingegneria & Costruzioni	9.664	10.581	917	9,5
185	Altre attività	88	105	17	19,3
1.331	Corporate e società finanziarie	1.280	1.386	106	8,3
75	Effetto eliminazione utili interni	(66)	100	166	
(24.109)	Elisioni di consolidamento	(17.959)	(22.053)	(4.094)	
108.082		83.227	98.523	15.296	18,4

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2010 (98.523 milioni di euro) sono aumentati di 15.296 milioni di euro rispetto al 2009 (+18,4%) per effetto essenzialmente dei maggiori prezzi in dollari delle commodity petrolifere e del deprezzamento dell'euro sul dollaro.

I ricavi del settore Exploration & Production (29.497 milioni di euro) sono aumentati di 5.696 milioni di euro (+23,9%) per effetto dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +27,8%; gas naturale +7,1%). Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni (72,76 dollari/barile) è stato ridotto di 1,33 dollari/barile per effetto del regolamento di strumenti derivati di copertura relativi a 28,5 milioni di barili venduti nell'anno (per maggiori dettagli v. il commento all'utile netto adjusted del settore).

I ricavi del settore Gas & Power (29.576 milioni di euro) sono diminuiti di 871 milioni di euro (-2,9%) per effetto principalmente del calo delle vendite in Italia (-5,75 miliardi di metri cubi, pari al

14,4%), parzialmente attenuato dalla leggera ripresa dei prezzi spot e oil-linked ai quali sono indicizzati i ricavi di vendita e dalla crescita delle vendite nei mercati target europei.

I ricavi del settore Refining & Marketing (43.190 milioni di euro) sono aumentati di 11.421 milioni di euro (+36%) per effetto essenzialmente dei maggiori prezzi di vendita dei prodotti.

I ricavi del settore Petrolchimica (6.141 milioni di euro) sono aumentati di 1.938 milioni di euro (+46,1%) per effetto dell'incremento dei prezzi in media del 35,6% e del significativo recupero delle vendite (+10,9% in particolare negli elastomeri) grazie alla ripresa della domanda sui mercati di sbocco rispetto ai livelli particolarmente depressi dello scorso anno.

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni (10.581 milioni di euro) sono aumentati di 917 milioni di euro (+9,5%) per effetto dei maggiori volumi di attività sviluppati nelle business unit Onshore e Drilling.

Costi operativi

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
76.350	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	58.351	69.135	10.784	18,5
(21)	di cui: - oneri (proventi) non ricorrenti	250	(246)		
761	- altri special item	537	1.291		
4.004	Costo lavoro	4.181	4.785	604	14,4
91	di cui incentivi per esodi agevolati e altro	134	423		
80.354		62.532	73.920	11.388	18,2

I costi operativi sostenuti nel 2010 (73.920 milioni di euro) sono aumentati di 11.388 milioni di euro rispetto al 2009, pari al 18,2%.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (69.135 milioni di euro) sono aumentati di 10.784 milioni di euro (+18,5%) per effetto dei maggiori costi di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche in relazione all'andamento dello scenario dell'energia, del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro, nonché dei maggiori costi operativi upstream. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono special item di 1.291 milioni di euro oneri netti relati-

vi essenzialmente all'accantonamento per rischi ambientali rilevato in relazione alla proposta di transazione presentata al Ministero dell'Ambiente di cui si dà notizia nel capitolo "Altre informazioni" (1.109 milioni di euro) e di altra natura, parzialmente compensati dai proventi non ricorrenti connessi alla definizione in senso favorevole a Eni di una procedura antitrust del settore Gas & Power citata in precedenza (270 milioni di euro) e alla sanzione pecuniaria di 30 milioni di dollari conseguente l'accordo transattivo con il Governo Federale della Nigeria relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Nel 2009 gli special item di 537 milioni di euro furono relativi essenzialmente ad accantonamenti per rischi ambientali e di altra natura e svalutazioni di attività diverse dalle immobilizzazioni materiali e immateriali. Gli oneri non ricorrenti di 250 milioni di euro riguardarono l'accantonamento dell'onere relativo al contenzioso TSKJ.

Il **costo lavoro** (4.785 milioni di euro) è aumentato di 604 milioni di euro (+14,4%) per effetto della crescita del costo lavoro unitario in

Italia e all'estero [in parte dovuto all'effetto cambio], dell'aumento dell'occupazione media all'estero [essenzialmente per maggiori livelli di attività nel settore Ingegneria & Costruzioni] e per l'aumento dei costi per esodi agevolati (423 milioni di euro nel 2010) che includono i costi a carico Eni relativi alla procedura di collocamento in mobilità nel biennio 2010-2011 ai sensi della Legge 223/1991. Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dell'occupazione media in Italia.

Ammortamenti e svalutazioni

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
6.678	Exploration & Production	6.789	6.928	139	2,0
797	Gas & Power	981	963	(18)	(1,8)
430	Refining & Marketing	408	333	(75)	(18,4)
116	Petrolchimica	83	83		
335	Ingegneria & Costruzioni	433	513	80	18,5
4	Altre attività	2	2		
76	Corporate e società finanziarie	83	79	(4)	(4,8)
(14)	Effetto eliminazione utili interni	(17)	(20)	(3)	
8.422	Totale ammortamenti	8.762	8.881	119	1,4
1.393	Svalutazioni	1.051	698	(353)	(33,6)
9.815		9.813	9.579	(234)	(2,4)

Gli **ammortamenti** (8.881 milioni di euro) sono aumentati di 119 milioni di euro (+1,4%) rispetto al 2009, essenzialmente nei settori: (i) Exploration & Production (+139 milioni di euro), in relazione all'entrata in esercizio di nuovi giacimenti e agli investimenti sui campi in esercizio per il mantenimento dei livelli produttivi, parzialmente assorbiti dai minori costi di ricerca esplorativa; (ii) Ingegneria & Costruzioni (+80 milioni di euro) per l'entrata in esercizio di nuovi mezzi. La diminuzione nel settore Refining & Marketing riflette la revisione dal 2010 della vita utile residua delle raffinerie e facility ancillari, tenuto conto anche del comportamento adottato dalle principali compagnie petrolifere integrate europee. Nel settore Gas & Power, l'effetto connesso all'entrata in esercizio di nuovi investimenti è stato assorbito dall'aggiornamento della vita utile dei gasdotti in funzione della

revisione delle tariffe da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (da 40 a 50 anni) con effetto 1° gennaio 2010.

Le **svalutazioni** del 2010 (698 milioni di euro) si riferiscono alla citata svalutazione del goodwill attribuito alla cash generating unit mercato europeo del settore Gas & Power sulla base dei risultati 2010 e delle ridotte prospettive di redditività del business, agli esiti di test di valutazione di proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production dovuti a effetti scenario e revisioni negative delle riserve, nonché di investimenti eseguiti nell'esercizio su asset svalutati in precedenti esercizi nei settori Refining & Marketing e Petrolchimica (maggiori informazioni sono fornite alle Note al bilancio alla voce "Attività materiali e immateriali").

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

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
810	Exploration & Production	576	123	(453)	(78,6)
1	Gas & Power		436	436	..
299	Refining & Marketing	346	76	(270)	(78,0)
279	Petrolchimica	121	52	(69)	(57,0)
	Ingegneria & Costruzioni	2	3	1	50,0
4	Altre attività	6	8	2	33,3
1.393		1.051	698	(353)	(33,6)

Utile operativo

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

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
16.239	Exploration & Production	9.120	13.866	4.746	52,0
4.030	Gas & Power	3.687	2.896	(791)	(21,5)
(988)	Refining & Marketing	(102)	149	251	..
(845)	Petrolchimica	(675)	(86)	589	87,3
1.045	Ingegneria & Costruzioni	881	1.302	421	47,8
(466)	Altre attività	(436)	(1.384)	(948)	..
(623)	Corporate e società finanziarie	(420)	(361)	59	14,0
125	Effetto eliminazione utili interni		(271)	(271)	
18.517	Utile operativo	12.055	16.111	4.056	33,6

Utile operativo adjusted

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

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
18.517	Utile operativo	12.055	16.111	4.056	33,6
936	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(345)	(881)	(536)	
2.155	Esclusione special item	1.412	2.074	662	
	di cui:				
(21)	- oneri (proventi) non ricorrenti	250	(246)		
2.176	- altri special item	1.162	2.320		
21.608	Utile operativo adjusted	13.122	17.304	4.182	31,9
	Dettaglio per settore di attività:				
17.222	Exploration & Production	9.484	13.884	4.400	46,4
3.564	Gas & Power	3.901	3.119	(782)	(20,0)
580	Refining & Marketing	(357)	(171)	186	52,1
(398)	Petrolchimica	(426)	(113)	313	73,5
1.041	Ingegneria & Costruzioni	1.120	1.326	206	18,4
(244)	Altre attività	(258)	(205)	53	20,5
(282)	Corporate e società finanziarie	(342)	(265)	77	22,5
125	Effetto eliminazione utili interni		(271)	(271)	
21.608		13.122	17.304	4.182	31,9

L'**utile operativo adjusted** che esclude l'utile di magazzino di 881 milioni di euro e special item costituiti da oneri netti per un totale di 2.074 milioni di euro, ammonta a 17.304 milioni di euro con un incremento di 4.182 milioni di euro rispetto al 2009, pari al 31,9% per effetto del miglioramento della performance operativa registrata nei settori:

- **Exploration & Production** (+4.400 milioni di euro, pari al 46,4%) per effetto principalmente dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +27,8%; gas naturale +7,1%). Inoltre hanno contribuito in positivo il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa 400 milioni di euro) e i minori costi di ricerca esplorativa. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dai maggiori costi operativi e ammortamenti di sviluppo in relazione all'entrata in esercizio di nuovi giacimenti;
- **Refining & Marketing** ha dimezzato la perdita operativa adjusted (da -357 milioni di euro nel 2009 a -171 milioni di euro nel 2010) per effetto di uno scenario di raffinazione meno penalizzante e delle azioni di efficienza e di ottimizzazione;

- **Petrolchimica** (+313 milioni di euro, pari al 73,5%) dovuto ai maggiori margini unitari, all'incremento dei volumi venduti cresciuti in media del 10,9% trainati dalla ripresa della domanda e dalle azioni di efficienza;
- **Ingegneria & Costruzioni** (+206 milioni di euro, pari al 18,4%) che riflette la crescita del giro di affari e la maggiore redditività delle commesse.

Questi incrementi sono stati parzialmente compensati dal minor utile operativo registrato dal settore **Gas & Power**, con una riduzione di 782 milioni di euro, pari al 20%, rispetto al 2009. Il principale driver è stato il notevole ridimensionamento della performance dell'attività Mercato (-57,4%) penalizzata dal calo dei margini unitari e dalla forte contrazione dei volumi nel mercato domestico. Il peggioramento dell'attività Mercato è stato in parte attenuato dalla solida performance operativa dei Business regolati Italia (+13,8%).

Proventi (oneri) finanziari netti

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.
(824)	Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(673)	(727)	(54)
(993)	- Oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	(753)	(766)	(13)
87	- Interessi attivi su depositi e c/c	33	18	(15)
82	- Proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	47	21	(26)
(427)	Proventi (oneri) su contratti derivati	(4)	(131)	(127)
206	Differenze di cambio	(106)	92	198
169	Altri proventi (oneri) finanziari	9	(148)	(157)
241	- Proventi su partecipazioni strumentali all'attività operativa	163		(163)
99	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e su crediti d'imposta	43	75	32
(249)	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(218)	(251)	(33)
78	- Altri	21	28	7
(876)		(774)	(914)	(140)
236	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	223	187	(36)
(640)		(551)	(727)	(176)

Gli **oneri finanziari netti** del 2010 sono stati di 727 milioni di euro con un incremento di 176 milioni di euro rispetto al 2009. Il peggioramento è dovuto essenzialmente alla circostanza che nel 2009 furono rilevati proventi per 163 milioni di euro relativi alla remunerazione finanziaria dell'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. I maggiori oneri su strumenti derivati su cambi (-127 milioni di euro) sono stati compensati dalla variazione delle differenze cambio per +198 milioni di euro. Tali strumenti derivati sono privi dei requisiti formali

per essere qualificati come "hedges" in base allo IAS 39 e pertanto le relative variazioni di fair value sono imputate a conto economico. Le differenze di cambio comprendono l'adeguamento dell'importo di 33 milioni di euro della passività stanziata nel bilancio 2009 a fronte del contenzioso TSKJ per riflettere il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro. Gli oneri finanziari sul debito sono sostanzialmente in linea rispetto all'anno precedente: l'incremento dell'indebitamento finanziario medio è stato compensato dal calo dei tassi d'interesse sui finanziamenti in euro e in dollari (-0,4 punti percentuali sia l'Euribor, sia il Libor).

Proventi (oneri) netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi (oneri) netti su partecipazioni relativa al 2010 è illustrata nella tabella seguente:

2010 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	92	388	68		(11)	537
Dividendi	208	12	44			264
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	169	141	2	20		332
Altri proventi (oneri) netti	(29)	42		10		23
	440	583	114	30	(11)	1.156

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a 1.156 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 (537 milioni di euro), principalmente nei settori Gas & Power ed Exploration & Production; (ii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (264 milioni di euro), in particolare da Nigeria LNG Ltd; (iii) le plusvalenze da cessione di

partecipazioni (332 milioni di euro) riferite al provento rilevato a fronte della cessione della Società Padana Energia (169 milioni di euro), delle partecipazioni in GreenStream BV (93 milioni di euro), compresa la rivalutazione dell'interessenza residua, nella società belga Distri RE SA (47 milioni di euro) e di una partecipazione non correlata al business nel settore Ingegneria & Costruzioni (17 milioni di euro).

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

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.
640	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	393	537	144
510	Dividendi	164	264	100
217	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	16	332	316
6	Altri proventi (oneri) netti	(4)	23	27
1.373		569	1.156	587

L'incremento di 587 milioni di euro rispetto al 2009 è dovuto ai maggiori risultati e dividendi attribuiti dalle partecipate nei settori

Gas & Power ed Exploration & Production nonché alla rilevazione di plusvalenze da cessione delle partecipazioni.

Imposte sul reddito

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.
Utile ante imposte				
1.894	Italia	2.403	1.582	(821)
17.356	Estero	9.670	14.958	5.288
19.250		12.073	16.540	4.467
Imposte sul reddito				
313	Italia	1.190	841	(349)
9.379	Estero	5.566	8.316	2.750
9.692		6.756	9.157	2.401
Tax rate (%)				
16,5	Italia	49,5	53,2	3,7
54,0	Estero	57,6	55,6	(2,0)
50,3		56,0	55,4	(0,6)

Le **imposte sul reddito** (9.157 milioni di euro) sono aumentate di 2.401 milioni di euro, pari al 35,5%. 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 diminuito di 0,6 punti percentuali per effetto della rilevazione:

- (i) nel 2010 del provento di 270 milioni di euro non tassato connesso alla definizione di un contenzioso antitrust di cui si dà notizia nel commento agli special item;
- (ii) nel 2009 l'accantonamento non deducibile dell'onere connesso al procedimento TSKJ di 250 milioni di euro, il conguaglio in Libia dell'imposta sul reddito relativo all'esercizio precedente per 230 milioni di euro determinato principalmente da modifiche dei criteri di valorizzazione dei ricavi, nonché la ridotta deducibilità in Italia del costo del venduto determinata dalla riduzione della quantità

del magazzino gas (64 milioni di euro), parzialmente compensati da proventi d'imposta netti (150 milioni di euro).

Tali fattori sono stati compensati dalla maggiore incidenza fiscale delle imprese estere del settore Exploration & Production che hanno un tax rate superiore a quello medio di Gruppo.

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 54,4% in leggero aumento rispetto al 2009 (53,6%) 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** (1.065 milioni di euro) riguarda essenzialmente Snam Rete Gas SpA (537 milioni di euro) e Saipem SpA (503 milioni di euro).

Risultati per settore di attività²

Exploration & Production

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
16.239	Utile operativo	9.120	13.866	4.746	52,0
983	Esclusione special item:	364	18		
989	- svalutazioni di asset e altre attività	618	127		
	- oneri ambientali		30		
4	- plusvalenze nette su cessione di asset	(270)	(241)		
8	- oneri per incentivazione all'esodo	31	97		
(18)	- componente valutativa dei derivati su commodity	(15)			
	- altro		5		
17.222	Utile operativo adjusted	9.484	13.884	4.400	46,4
70	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(23)	(205)	(182)	
609	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	243	274	31	
(10.001)	Imposte sul reddito ^(a)	(5.826)	(8.353)	(2.527)	
55,9	Tax rate (%)	60,0	59,9	(0,1)	
7.900	Utile netto adjusted	3.878	5.600	1.722	44,4
	I risultati includono:				
7.488	ammortamenti e svalutazioni di asset	7.365	7.051	(314)	(4,3)
	di cui:				
2.057	ammortamenti di ricerca esplorativa	1.551	1.199	(352)	(22,7)
1.577	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	1.264	802	(462)	(36,6)
480	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	287	397	110	38,3

(a) Escludono gli special item.

Nel 2010 il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 13.884 milioni di euro con aumento di 4.400 milioni di euro rispetto al 2009 (+46,4%) per effetto dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +27,8%; gas naturale +7,1%). Inoltre hanno contribuito in positivo il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa 400 milioni di euro) e i minori costi di ricerca esplorativa. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dai maggiori costi operativi e ammortamenti di sviluppo in relazione all'entrata in esercizio di nuovi giacimenti.

Gli **special item** dell'utile operativo adjusted di 18 milioni di euro di oneri netti riguardano plusvalenze da cessione di partecipazioni in titoli esplorativi e in sviluppo/produzione, svalutazioni di proprietà oil&gas e oneri per incentivazione all'esodo.

Nel 2010 il **prezzo di realizzo in dollari degli idrocarburi** è aumentato in media del 18,6% per effetto dell'andamento favorevole dello scenario (il marker Brent è aumentato del 29,2%).

Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni è aumentato in media del 27,8% nell'anno per effetto dell'andamento favorevole dello scenario. Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni è stato ridotto in media di 1,33 dollari/barile nell'intero esercizio per effetto del regolamento di strumenti derivati relativi alla vendita di 28,5 milioni di barili. Tali transazioni sono parte di quelle poste 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 che residuano in 9 milioni di barili a fine 2010.

Il prezzo medio di realizzo in dollari del gas è aumentato del 7,1% per effetto dei time-lag di indicizzazione ai parametri energetici contenute nelle formule di pricing.

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

Petrolio	2009	2010
Volumi venduti	(milioni di barili)	
	373,5	357,1
Produzione coperta da strumenti derivati "cash flow hedge"	42,2	28,5
Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati	(\$/barile)	
	56,98	74,09
Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati	(0,03)	(1,33)
Prezzo medio di realizzo	56,95	72,76

(2) 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".

Gas & Power

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
4.030	Utile operativo	3.687	2.896	[791]	[21,5]
(429)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	326	(117)		
(37)	Esclusione special item	(112)	340		
	di cui:				
	Oneri (proventi) non ricorrenti		(270)		
(37)	Altri special item:	(112)	610		
12	- oneri ambientali	19	25		
1	- svalutazioni	27	436		
7	- plusvalenze nette su cessione di asset	(6)	4		
	- accantonamento a fondo rischi	115	78		
20	- oneri per incentivazione all'esodo	25	75		
(74)	- componente valutativa dei derivati su commodity	(292)	30		
(3)	- altro		(38)		
3.564	Utile operativo adjusted	3.901	3.119	[782]	[20,0]
1.309	Mercato	1.721	733	(988)	(57,4)
1.732	Business regolati Italia	1.796	2.043	247	13,8
523	Trasporto internazionale	384	343	(41)	(10,7)
(13)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(15)	19	34	
420	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	332	406	74	
(1.323)	Imposte sul reddito ^(a)	(1.302)	(986)	316	
33,3	Tax rate (%)	30,9	27,8	(3,1)	
2.648	Utile netto adjusted	2.916	2.558	(358)	(12,3)

(a) Escludono gli special item.

Nel 2010 il settore ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 3.119 milioni di euro con una diminuzione di 782 milioni di euro rispetto al 2009, pari al 20%, per effetto del peggioramento dell'attività Mercato [-57,4%], attenuato dalla tenuta dei Business regolati Italia [+13,8%]. Il risultato del Mercato non tiene conto di proventi realizzati in precedenti reporting period su strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere considerati di copertura di 116 milioni di euro associabili a vendite di gas ed energia elettrica avvenute nel 2010 che, se considerati di copertura, avrebbero influenzato il prezzo di tali vendite; per contro il risultato 2009 fu influenzato da proventi su derivati su commodity di 133 milioni di euro relativi a vendite future. L'EBITDA pro-forma adjusted, che, grazie anche all'apporto in quota Eni dell'EBITDA delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto, in sostanza riproduce gli effetti economici che si sarebbero avuti qualora i predetti strumenti fossero stati considerati di copertura ed i relativi proventi avessero influenzato i prezzi delle vendite cui sono associati (v. pag. 60), evidenzia una flessione più contenuta della performance del Mercato rispetto al 2009 pari a -30,2%.

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo adjusted ammontano a 340 milioni di euro di oneri netti e si riferiscono in particolare alla svalutazione di 426 milioni di euro del goodwill attribuito alla cash generating unit mercato europeo sulla base dei risultati 2010 e delle ridotte prospettive di redditività del business, nonché ad accantonamenti per rischi e incentivazione all'esodo. Tra i proventi si evidenzia quello non ricorrente di 270 milioni di euro connesso alla definizione in senso favorevole a Eni di una procedura antitrust per presunto ingiustificato rifiuto di accesso di terzi al gasdotto di importazione dall'Algeria nel 2003 con il riconoscimento a carico Eni

di un onere significativamente inferiore rispetto alla sanzione deliberata allora dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

L'**utile netto adjusted** del 2010 di 2.558 milioni di euro è diminuito di 358 milioni di euro rispetto al 2009 [-12,3%] per effetto del peggioramento gestionale, i cui effetti sono stati assorbiti dai maggiori risultati delle entità valutate a equity e dalla riduzione del tax rate adjusted (da 30,9% a 27,8%).

Mercato

L'attività Mercato ha registrato l'**utile operativo adjusted** di 733 milioni di euro con un rilevante peggioramento rispetto all'utile operativo adjusted di 1.721 milioni di euro del 2009, pari al 57,4%. Considerando l'impatto degli strumenti derivati su commodity non valutati di copertura descritto in precedenza, i driver della negativa performance del Mercato sono stati:

- l'accresciuta pressione competitiva nel mercato Italia causata dall'eccesso di offerta e dalla contenuta dinamica della domanda che ha determinato la contrazione dei volumi e ha costretto a riconoscere forti riduzioni di prezzo ai clienti in occasione della campagna commerciale del nuovo anno termico;
- all'estero, il permanere di spread non remunerativi tra i prezzi di vendita spot registrati agli hub europei ai quali è indicizzata una parte crescente delle vendite rispetto ai costi di approvvigionamento Eni indicizzati al prezzo del petrolio e dei prodotti petroliferi;
- l'effetto scenario negativo.

Tali fattori sono stati parzialmente compensati dall'effetto delle rinegoziazioni di alcuni contratti di fornitura di lungo termine e dalle azioni di ottimizzazione del supply.

Business regolati Italia

Nel 2010, l'**utile operativo adjusted** delle attività regolate in Italia di 2.043 milioni di euro è aumentato di 247 milioni di euro rispetto al 2009, pari al 13,8% per effetto dell'incremento dei risultati del Trasporto (+173 milioni di euro) per effetto: (i) dei maggiori volumi trasportati; (ii) dei minori costi operativi dovuti al riconoscimento in natura del gas utilizzato nell'attività di trasporto; (iii) della riduzione degli ammortamenti, connessa alla revisione della vita utile dei metanodotti (da 40 a 50 anni); (iv) del riconoscimento in tariffa degli investimenti effettuati.

In aumento anche i risultati dell'attività di Distribuzione (+71 milio-

ni di euro) che ha beneficiato di incrementi delle componenti tariffarie riconosciute dall'Autorità per l'energia e il gas a copertura degli ammortamenti.

L'attività di Stoccaggio ha conseguito un utile operativo adjusted di 230 milioni di euro (227 milioni di euro nell'esercizio 2009).

Trasporto internazionale

L'**utile operativo adjusted** del 2010 di 343 milioni di euro è diminuito di 41 milioni di euro, pari al 10,7% rispetto al 2009 per effetto principalmente dell'incidente occorso al tratto svizzero del gasdotto di importazione dal Nord Europa.

Altre misure di performance

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

2008	(milioni di euro)	2009	2010	Var. ass.	Var. %
4.310	EBITDA pro-forma adjusted	4.403	3.853	(550)	(12,5)
2.271	Mercato	2.392	1.670	(722)	(30,2)
119	di cui: +/- rettifica derivati commodity	(133)	116		
1.284	Business regolati Italia	1.345	1.486	141	10,5
755	Trasporto internazionale	666	697	31	4,7

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 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 (55,56% al 31 dicembre 2010 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 (55,56%). Ai soli fini

della determinazione dell'EBITDA pro-forma 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 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 al 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.