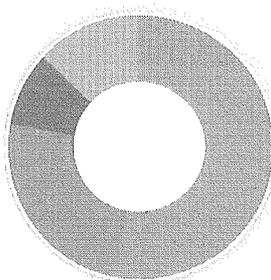


Perforazioni mare

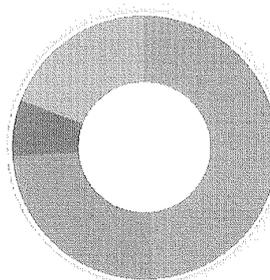
Nel 2013 i ricavi ammontano a €1.177 milioni con un incremento del 8,1% rispetto al 2012 attribuibile al pieno utilizzo delle piattaforme semisommergibili Scarabeo 8, Scarabeo 3 e Scarabeo 6 e all'entrata in operatività del mezzo Ocean Spur. Gli ordini acquisiti dell'anno pari a €1.401 milioni (€1.025 milioni nel 2012) hanno riguardato principalmente: (i) l'estensione per una durata di cinque anni del contratto per il noleggio a Eni della nave di perforazione Saipem 10000 a partire dal terzo trimestre 2014 per attività di perforazione su base worldwide; (ii) l'estensione per un periodo di un anno del contratto per conto di IEOC per l'utilizzo del semisommergibile Scarabeo 4 per operazioni in Egitto; (iii) l'estensione di due anni del contratto per conto di Eni per il noleggio della Saipem TAD per attività di perforazione nelle acque del Congo.

Perforazioni terra

Nel 2013 i ricavi ammontano a €721 milioni, in lieve calo rispetto al 2012. La minore attività in Algeria è stata quasi interamente assorbita dal maggiore volume di attività degli impianti in Arabia Saudita, in Kazakhstan e in Mauritania. Gli ordini acquisiti dell'anno di €909 milioni (€917 milioni nel 2012) hanno riguardato principalmente: (i) per conto di Eni Congo, l'estensione di tre anni delle attività di gestione di un impianto di proprietà del cliente; (ii) per conto di vari clienti, l'estensione di contratti di durata variabile per operazioni di perforazione in Sud America; (iii) per conto di vari clienti contratti per l'utilizzo di 17 impianti, per durate variabili comprese tra i 6 mesi e i 5 anni, in Medio Oriente, Mar Caspio, Sud America, Africa Occidentale, Turchia e Ucraina. Di questi impianti, 2 lavoreranno per Shell nell'ambito di un accordo globale di lungo periodo che impegna Saipem a fornire servizi a chiamata per facilitare l'entrata in nuovi paesi e a fornire servizi di perforazione a terra, su base mondiale, finalizzati all'esplorazione a condizioni prefissate.

Ordini acquisiti
(€10.653 milioni)

- E&C Offshore 54%
- E&C Onshore 24%
- Perforazioni mare 13%
- Perforazioni terra 9%

Portafoglio ordini
(€17.514 milioni)

- E&C Offshore 48%
- E&C Onshore 25%
- Perforazioni mare 20%
- Perforazioni terra 7%

Ordini acquisiti	(€ milioni)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
		12.505	13.391	10.653	(2.738)	(20,4)
Engineering & Construction Offshore		6.131	7.477	5.777	(1.700)	(22,7)
Engineering & Construction Onshore		5.006	3.972	2.566	(1.406)	(35,4)
Perforazioni mare		780	1.025	1.401	376	36,7
Perforazioni terra		588	917	909	(8)	(0,9)
di cui:						
- Eni		822	631	1.514	883	..
- Terzi		11.683	12.760	9.139	(3.621)	(28,4)
di cui:						
- Italia		1.116	485	591	106	21,9
- Estero		11.389	12.906	10.062	(2.844)	(22,0)

Portafoglio ordini	(€ milioni)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
		20.417	19.739	17.514	(2.225)	(11,3)
Engineering & Construction Offshore		6.600	8.721	8.447	(274)	(3,1)
Engineering & Construction Onshore		9.604	6.701	4.436	(2.265)	(33,8)
Perforazioni mare		3.301	3.238	3.390	152	4,7
Perforazioni terra		912	1.079	1.241	162	15,0
di cui:						
- Eni		2.883	2.526	2.261	(265)	(10,5)
- Terzi		17.534	17.213	15.253	(1.960)	(11,4)
di cui:						
- Italia		1.816	1.719	784	(935)	(54,4)
- Estero		18.601	18.020	16.730	(1.290)	(7,2)

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Andamento operativo

Investimenti tecnici

Gli investimenti di €902 milioni hanno riguardato principalmente: (i) nell'Engineering & Construction Offshore l'ultimazione dei lavori di approntamento di un nuovo pipelayer, il proseguimento delle attività di costruzione della nuova base in Brasile, oltre a interventi di mantenimento e upgrading di mezzi esistenti; (ii) nell'Engineering & Construction Onshore l'acquisto di equipment e strutture per la base in Canada nonché il man-

tenimento dell'asset base; (iii) nel Drilling Offshore interventi relativi ai lavori di rimessa in classe delle piattaforme semi-sommersibili Scarabeo 5 e Scarabeo 7 e del jack-up Perro Negro 3, oltre a interventi di mantenimento e upgrading sui mezzi esistenti; (iv) nel Drilling Onshore l'approntamento di quattro nuovi impianti destinati ad operare in Arabia Saudita, nonché all'upgrading dell'asset base.

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Engineering & Construction Offshore		400	505	373	(132)	(26,1)
Engineering & Construction Onshore		45	66	116	50	75,8
Perforazioni mare		507	281	172	(109)	(38,8)
Perforazioni terra		121	120	210	90	75,0
Altri investimenti		17	39	31	(8)	(20,5)
		1.090	1.011	902	(109)	(10,8)

Commento ai risultati economico-finanziari

Conto economico¹

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
107.690	Ricavi della gestione caratteristica	127.220	114.722	(12.498)	(9,8)
926	Altri ricavi e proventi	1.546	1.385	(161)	(10,4)
(83.199)	Costi operativi	(99.976)	(95.477)	4.499	4,5
(69)	di cui (oneri) proventi non ricorrenti				
171	Altri proventi e oneri operativi	(158)	(71)	87	55,1
(8.785)	Ammortamenti e svalutazioni	(13.561)	(11.703)	1.858	13,7
16.803	Utile operativo	15.071	8.856	(6.215)	(41,2)
(1.146)	Proventi (oneri) finanziari	(1.347)	(991)	356	26,4
2.123	Proventi netti su partecipazioni	2.881	6.115	3.234	..
17.780	Utile prima delle imposte	16.605	13.980	(2.625)	(15,8)
(9.903)	Imposte sul reddito	(11.661)	(9.008)	2.653	22,8
55,7	Tax rate [%]	70,2	64,4	(5,8)	
7.877	Utile netto - continuing operations	4.944	4.972	28	0,6
(74)	Utile netto - discontinued operations	3.732		(3.732)	..
7.803	Utile netto	8.676	4.972	(3.704)	(42,7)
	di competenza:				
6.860	Eni:	7.790	5.160	(2.630)	(33,8)
6.902	- continuing operations	4.200	5.160	960	22,9
(42)	- discontinued operations	3.590		(3.590)	..
943	Interessenze di terzi:	886	(188)	(1.074)	..
975	- continuing operations	744	(188)	(932)	..
(32)	- discontinued operations	142		(142)	..

Utile netto

Nel 2013 l'utile netto di competenza degli azionisti Eni di €5.160 milioni è maturato in un mercato particolarmente difficile per tutti i settori di business Eni a causa d'interruzioni straordinarie di produzione dovute ai fattori geopolitici nella E&P, del continuo deterioramento dei prezzi e dei margini di vendita nei business mid-downstream dovuto alla crisi economica, al calo strutturale della domanda di commodity energetiche, all'eccesso di offerta/capacità e all'intensa pressione competitiva, nonché del crollo di redditività della Saipem dovuto alle perdite straordinarie su commesse.

Nonostante questi fattori negativi di carattere eccezionale,

l'utile netto 2013 registra un aumento del 22,9% rispetto al 2012 [+€960 milioni] grazie alla flessibilità, assicurata da un portafoglio di opportunità sempre più ampio dovuta ai recenti risultati esplorativi, che ha permesso la monetizzazione anticipata di risultato e di cassa con la cessione del 20% della scoperta in Mozambico con un incasso di €3,4 miliardi e una plusvalenza netta di conto economico di circa €3 miliardi e il disinvestimento della partecipazione negli assets siberiani di Artic Russia con un incasso di €2,2 miliardi avvenuto nel gennaio 2014 e una plusvalenza da rivalutazione a fair value di €1,7 miliardi registrata nell'utile 2013 in forza dell'avvenuta cessazione del controllo congiunto alla data di redazione del bilancio.

(1) Tutte le variazioni dei risultati economici sono calcolati, salvo diversa indicazione, rispetto agli utili delle continuing operations del 2012 considerato che Snam era allora consolidata nei conti del Gruppo Eni e rappresentata come discontinued operations in base allo IFRS5. Gli IFRS prevedono che nel caso delle discontinued operations gli utili e le perdite attribuite alle attività in fase di dismissione e di conseguenza alle continuing operations sono quelli derivanti dalle transazioni con controparti terze rispetto al Gruppo.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

Utile netto adjusted

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
6.902	Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	4.200	5.160	960	22,9
(724)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(23)	438		
760	Esclusione special item	2.953	(1.165)		
	di cui:				
69	- oneri (proventi) non ricorrenti				
691	- altri special item	2.953	(1.165)		
6.938	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations ^(a)	7.130	4.433	(2.697)	(37,8)

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

L'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** è stato di €4.433 milioni, in riduzione di €2.697 milioni rispetto al 2012, pari al 37,8%. Depurando il 2012 del contributo di Snam alle continuing operations la riduzione dell'utile netto si riduce al 35%. La flessione riflette il difficile andamento di tutti i settori di business per i trend fondamentali descritti in precedenza. L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo la perdita di magazzino di €438 milioni e gli special item costituiti da proventi netti di €1.165 milioni, assunti dopo la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi relativi alla gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity, per una rettifica negativa di €727 milioni.

Gli **special item dell'utile operativo** di €3.046 milioni si riferiscono principalmente a:

- (i) svalutazioni d'impianti di generazione elettrica, raffinazione, goodwill e altri avviamenti commerciali per €2.400 milioni nei settori Gas & Power (€1.685 milioni) e Refining & Marketing (€633 milioni), a causa delle ridimensionate prospettive di redditività dei business in considerazione del calo strutturale della domanda, eccesso d'offerta e di capacità, crescente pressione competitiva e altri svantaggi di costo. Svalutazioni di minore entità hanno riguardato proprietà Oil & Gas nel settore Exploration & Production (€19 milioni netti) a causa di revisioni negative delle riserve quasi completamente assorbite da riprese di valore per revisioni positive, e linee di business marginali prive di prospettive di reddito nella Chimica (€44 milioni);
- (ii) costi e accantonamenti al fondo rischi e oneri di €334 milioni relativi a contratti onerosi al netto di utilizzi;
- (iii) la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei deri-

vati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria, in particolare i derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity relativi alla gestione commerciale e non finanziaria (proventi di €195 milioni);

- (iv) accantonamenti per oneri di incentivazione all'esodo (€270 milioni) e oneri ambientali (€205 milioni);
- (v) la componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti per essere contabilizzati in hedge accounting (oneri di €315 milioni);
- (vi) le plusvalenze nette sulla cessione di asset minerari non strategici del settore Exploration & Production (€283 milioni).

Gli **special item non operativi** comprendono:

- (i) oltre alla plusvalenza sulla cessione alla CNPC (€2.994 milioni al netto dell'effetto fiscale), quelle ottenute dallo smobilizzo dell'8,19% del capitale sociale di Galp pari a €98 milioni, di cui €67 milioni relativi al reversal della riserva patrimoniale da valutazione, e dell'11,69% del capitale sociale Snam (€75 milioni, di cui €8 milioni relativi al reversal della riserva patrimoniale da valutazione);
- (ii) la plusvalenza da rivalutazione della partecipazione del 60% nella società Artic Russia a seguito dell'accordo di cessione definito con Gazprom (€1.682 milioni);
- (iii) la svalutazione di attività per imposte anticipate (€954 milioni) relativa alla gestione italiana valutate non più recuperabili a causa della proiezione di minori redditi imponibili futuri;
- (iv) la svalutazione di imposte differite attive di €490 milioni in relazione alla rinegoziazione di alcuni contratti petroliferi.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

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

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
6.865	Exploration & Production	7.426	5.952	(1.474)	(19,8)
252	Gas & Power	473	[246]	(719)	..
(264)	Refining & Marketing	(179)	[232]	(53)	(29,6)
(206)	Versalis	(395)	(338)	57	14,4
1.098	Ingegneria & Costruzioni	1.111	[253]	(1.364)	..
(225)	Altre attività	(247)	[205]	42	17,0
(753)	Corporate e società finanziarie	(976)	(472)	504	51,6
1.146	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	661	39	(622)	
7.913	Utile netto adjusted - continuing operations	7.874	4.245	(3.629)	(46,1)
	<i>di competenza:</i>				
-975	- interessenze di terzi	744	(188)	(932)	..
6.938	- azionisti Eni	7.130	4.433	(2.697)	(37,8)

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

I risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dal trend leggermente ribassista dei prezzi di realizzo del petrolio a causa della riduzione del prezzo di riferimento del Brent del 2,6% rispetto al 2012. I margini di raffinazione hanno registrato un crollo senza precedenti attestandosi al di sotto di un dollaro/barile (-45,3% rispetto al 2012) in un quadro di estrema volatilità, a causa della debolezza strutturale del settore penalizzato da eccesso di capacità, contrazione della domanda di carburanti e crescente competizione da flussi di prodotto di importazione. Inoltre, i margini Eni hanno risentito dell'andamento negativo dei differenziali tra il marker di riferimento Brent e i greggi approvvigionati a causa della riduzione dell'offerta di greggi pesanti nell'a-

rea del Mediterraneo. Il mercato del gas è stato caratterizzato dalla debolezza della domanda, pressione competitiva ed eccesso di offerta. La competizione sul pricing ha continuato a essere intensa, tenuto conto degli obblighi minimi di prelievo dei contratti di approvvigionamento take-or-pay e delle ridotte opportunità di vendita. In ripresa il prezzo spot del gas in Europa che registra un incremento del 12,2% rispetto ai valori del 2012 tale però da non assorbire il costo oil-linked dell'approvvigionato long-term. I margini dell'energia elettrica hanno raggiunto valori negativi a causa dell'eccesso di offerta e della competizione da altre fonti maggiormente competitive. I risultati dell'esercizio sono stati penalizzati dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+3,3%).

2011		2012	2013	Var. %
111,27	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	111,58	108,66	(2,6)
1,392	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,285	1,328	3,3
79,94	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	86,83	81,82	(5,8)
2,06	Margini europei medi di raffinazione ^(c)	4,83	2,64	(45,3)
2,90	Margini di raffinazione Brent/Ural ^(c)	4,94	2,60	(47,4)
1,48	Margini europei medi di raffinazione in euro	3,76	1,99	(47,1)
9,03	Prezzo gas NBP ^(d)	9,48	10,64	12,2
1,4	Euribor - euro a tre mesi (%)	0,6	0,2	(66,7)
0,3	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,4	0,3	(25,0)

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

(b) Fonte: BCE.

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

(d) In USD per milioni di btu. Fonte: Platt's Oilgram.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
29.121	Exploration & Production	35.881	31.268	(4.613)	(12,9)
33.093	Gas & Power	36.200	32.124	(4.076)	(11,3)
51.219	Refining & Marketing	62.656	57.329	(5.327)	(8,5)
6.491	Versalis	6.418	5.859	(559)	(8,7)
11.834	Ingegneria & Costruzioni	12.771	11.611	(1.160)	(9,1)
85	Altre attività	119	80	(39)	(32,8)
1.365	Corporate e società finanziarie	1.369	1.453	84	6,1
(54)	Effetto eliminazione utili interni	(75)	18	93	
(25.464)	Elisioni di consolidamento	(28.119)	(25.020)	3.099	
107.690		127.220	114.722	(12.498)	(9,8)

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2013 (€114.722 milioni) sono diminuiti di €12.498 milioni rispetto al 2012 (-9,8%) per effetto della flessione dei prezzi in dollari delle commodity petrolifere e dell'effetto cambio, del calo delle produzioni e delle vendite e dei minori livelli di attività del settore Ingegneria & Costruzioni.

I ricavi del settore Exploration & Production (€31.268 milioni) sono diminuiti di €4.613 milioni (-12,9%) per effetto dei minori prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (-2,1%), dell'effetto cambio e di interruzioni straordinarie della produzione in Libia e Nigeria.

I ricavi del settore Gas & Power (€32.124 milioni) sono diminuiti di €4.076 milioni (-11,3%) per effetto del deterioramento dei prezzi di vendita in Italia ai clienti large che riflette la debole domanda, la pressione competitiva e l'allineamento dei prezzi delle forniture di breve temine alle quotazioni spot continentali, nonché le minori vendite nei mercati target europei (-7,2%).

I ricavi del settore Refining & Marketing (€57.329 milioni) sono diminuiti di €5.327 milioni (-8,5%) per effetto del calo delle vendite di prodotti petroliferi (-4,84 milioni di tonnellate rispetto al 2012, pari al 10%) e dell'effetto cambio.

I ricavi di Versalis (€5.859 milioni) sono diminuiti di €559 milioni rispetto al 2012 (-8,7%) per effetto della riduzione dei volumi venduti (-4,2%) a causa del debole andamento della domanda di commodity penalizzata dalla recessione economica, e del calo dei prezzi medi di vendita (-3,2%) che riflettono principalmente la riduzione dei prezzi delle olefine (-23%) a seguito del forte calo delle quotazioni del butadiene.

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni (€11.611 milioni) sono diminuiti di €1.160 milioni (-9,1%) per effetto delle difficoltà operative e commerciali riscontrate nella prima parte del 2013 e del calo del livello di attività nei business delle costruzioni onshore e offshore.

Costi operativi

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
78.795	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	95.363	90.213	(5.150)	(5,4)
69	di cui: - oneri (proventi) non ricorrenti				
265	- altri special item	1.154	539		
4.404	Costo lavoro	4.613	5.264	651	14,1
203	di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro	64	270		
83.199		99.976	95.477	(4.499)	(4,5)

I costi operativi sostenuti nel 2013 (€95.477 milioni) sono diminuiti di €4.499 milioni rispetto al 2012, pari al 4,5%.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€90.213 milioni) sono diminuiti del 5,4% (-€5.150 milioni) per effetto della riduzione dei costi in euro delle materie prime e della rinegoziazione di alcuni contratti di approvvigionamento del gas con efficacia retroattiva ad esercizi precedenti.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono special item di €539 milioni (€1.154 milioni nel 2012) relativi ad accantonamenti per rischi ambientali e su contratti onerosi al netto di utilizzi per chiusure di rinegoziazioni. Gli special item del 2012 erano relativi principalmente ad accantonamenti straordinari al fondo rischi e oneri di €945 milioni relativi a revisioni del prezzo del gas sulla base di contratti di acquisto di lunga durata.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

Il **costo lavoro** (€5.264 milioni) è aumentato di €651 milioni rispetto al 2012 (+14,1%), per effetto principalmente dell'aumento dell'occupazione media all'estero, in particolare nel settore Ingegneria & Costruzioni, e dei costi per esodi agevolati (€270

milioni), che includono i costi a carico Eni relativi alla procedura di collocamento in mobilità del personale italiano nel biennio 2013-2014 ai sensi della Legge 223/1991.

Ammortamenti e svalutazioni

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
6.251	Exploration & Production	7.988	7.812	(176)	(2,2)
413	Gas & Power	405	329	(76)	(18,8)
351	Refining & Marketing	331	309	(22)	(6,6)
90	Versalis	90	95	5	5,6
596	Ingegneria & Costruzioni	683	721	38	5,6
2	Altre attività	1	1		
75	Corporate e società finanziarie	65	61	(4)	(6,2)
(23)	Effetto eliminazione utili interni	(25)	(25)		
7.755	Totale ammortamenti	9.538	9.303	(235)	(2,5)
1.030	Svalutazioni	4.023	2.400	(1.623)	(40,3)
8.785		13.561	11.703	(1.858)	(13,7)

Gli **ammortamenti** (€9.303 milioni) sono diminuiti di €235 milioni (-2,5%) rispetto al 2012 principalmente nel settore Exploration & Production per effetto delle minori produzioni principalmente in Libia e Nigeria e dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro. L'aumento del settore Ingegneria & Costruzioni (+€38 milioni; +5,6%) riflette l'entrata in esercizio di nuovi mezzi.

Le **svalutazioni** (€2.400 milioni) hanno riguardato principalmente impianti di generazione elettrica, raffinazione, goodwill e altri avviamenti commerciali nei settori Gas & Power e Refining & Mar-

keting, a causa delle ridimensionate prospettive di redditività del business in considerazione del calo strutturale della domanda europea, eccesso d'offerta e di capacità, crescente pressione competitiva e altri svantaggi di costo. Svalutazioni di minore entità hanno riguardato proprietà Oil & Gas nel settore Exploration & Production a causa di revisioni negative delle riserve quasi completamente assorbite da riprese di valore per revisioni positive e linee di business marginali prive di prospettive di reddito nella Chimica.

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

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
189	Exploration & Production	547	19	(528)	(96,5)
154	Gas & Power	2.494	1.685	(809)	(32,4)
488	Refining & Marketing	843	633	(210)	(24,9)
160	Versalis	112	44	(68)	(60,7)
35	Ingegneria & Costruzioni	25		(25)	..
4	Altre attività	2	19	17	..
1.030		4.023	2.400	(1.623)	(40,3)

Utile operativo

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

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
15.887	Exploration & Production	18.470	14.871	(3.599)	(19,5)
(326)	Gas & Power	(3.219)	(2.992)	227	7,1
(273)	Refining & Marketing	(1.296)	(1.517)	(221)	(17,1)
(424)	Versalis	(681)	(725)	(44)	(6,5)
1.422	Ingegneria & Costruzioni	1.442	(83)	(1.525)	..
(427)	Altre attività	(300)	(337)	(37)	(12,3)
(319)	Corporate e società finanziarie	(341)	(399)	(58)	(17,0)
1.263	Effetto eliminazione utili interni	996	38	(958)	
16.803	Utile operativo	15.071	8.856	(6.215)	(41,2)

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

Utile operativo adjusted

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

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
16.803	Utile operativo - continuing operations	15.071	8.856	[6.215]	[41,2]
(1.113)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(17)	716		
1.540	Esclusione special item	4.744	3.046		
	di cui:				
69	- oneri (proventi) non ricorrenti				
1.471	- altri special item	4.744	3.046		
17.230	Utile operativo adjusted - continuing operations	19.798	12.618	[7.180]	[36,3]
	Dettaglio per settore di attività:				
16.075	Exploration & Production	18.537	14.646	(3.891)	(21,0)
(247)	Gas & Power	356	(663)	(1.019)	..
(539)	Refining & Marketing	(321)	(482)	(161)	(50,2)
(273)	Versalis	(483)	(386)	97	20,1
1.443	Ingegneria & Costruzioni	1.474	(84)	(1.558)	..
(226)	Altre attività	(222)	(210)	12	5,4
(266)	Corporate e società finanziarie	(325)	(332)	(7)	(2,2)
1.263	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	782	129	(653)	
17.230		19.798	12.618	[7.180]	[36,3]

L'**utile operativo adjusted** che esclude la perdita di magazzino di €716 milioni e special item costituiti da proventi netti per un totale di €3.046 milioni, ammonta a €12.618 milioni con una riduzione di €7.180 milioni rispetto al 2012, pari al 36,3%, per effetto del peggioramento della performance operativa registrata nei settori:

- **Exploration & Production** (-€3.891 milioni, pari al 21%) per effetto della minore produzione venduta penalizzata da eventi geopolitici principalmente in Libia e Nigeria e dell'impatto negativo dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €560 milioni);
- **Gas & Power** che ha registrato una perdita operativa adjusted di €663 milioni con un peggioramento di €1.019 milioni rispetto al 2012 che aveva registrato l'utile operativo adjusted di €356 milioni. Tale riduzione è stata causata dal continuo deterioramento dei prezzi di vendita in Italia ai clienti large che riflette la debole domanda e la pressione compe-

titiva e dai margini negativi nella produzione e vendita di energia elettrica;

- **Refining & Marketing** che ha registrato un ampliamento della perdita operativa adjusted (da -€321 milioni del 2012 a -€482 milioni del 2013) che riflette il peggioramento dello scenario di raffinazione come evidenziato dalla pesante flessione del margine (2,64 \$/barile il margine medio di raffinazione sul Brent nel Mediterraneo, -45,3% rispetto al 2012) a causa del calo della domanda di prodotti petroliferi e dell'eccesso di capacità, i cui effetti sono stati amplificati dal restringimento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti;
- **Ingegneria & Costruzioni** che ha registrato la perdita operativa adjusted di €84 milioni (-€1.558 milioni rispetto al 2012) a causa delle difficoltà operative e commerciali riscontrate nella prima parte del 2013 con la conseguente revisione delle stime di redditività di importanti commesse in particolare per la realizzazione di complessi industriali onshore.

Proventi (oneri) finanziari netti

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.
(881)	Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(929)	(828)	101
(922)	- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	(980)	(923)	57
22	- Interessi attivi verso banche	27	43	16
	- Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading		4	4
19	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	24	48	24
(112)	Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati	(251)	(92)	159
29	- Strumenti finanziari derivati su valute	(137)	(91)	46
(141)	- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(88)	40	128
	- Opzioni	(26)	(41)	(15)
(111)	Differenze di cambio	131	36	(95)
(154)	Altri proventi (oneri) finanziari	(448)	(277)	171
75	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	69	74	5
(235)	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(308)	(240)	68
6	- Altri proventi (oneri) finanziari	(209)	(111)	98
(1.258)		(1.497)	(1.161)	336
112	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	150	170	20
(1.146)		(1.347)	(991)	356

Gli **oneri finanziari netti** di €991 milioni registrano un miglioramento di €356 milioni rispetto al 2012 che riflette la riduzione degli oneri finanziari sul debito (-€57 milioni) dovuta alla riduzione del costo del debito per l'andamento dei tassi benchmark e l'effetto positivo della variazione del fair value su strumenti derivati su tassi d'interesse (+€128 milioni) privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting previsto dallo IAS 39. La variazione negativa delle differenze di cambio per €95

milioni è stata parzialmente assorbita da minori oneri su strumenti finanziari derivati su cambi (+€46 milioni), 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. Gli oneri finanziari diversi (+€98 milioni) evidenziano un sostanziale miglioramento per effetto della circostanza che nel 2012 furono accantonati oneri finanziari maturati in relazione ad alcune price revision.

Proventi netti su partecipazione

L'analisi dei proventi netti su partecipazioni relativa al 2013 è illustrata nella tabella seguente:

2013 (€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	129	101	19	(12)	15	252
Dividendi	235		49		116	400
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	3.359	(1)	67		173	3.598
Altri proventi (oneri) netti	1.685	(10)	23		167	1.865
	5.408	90	158	(12)	471	6.115

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €6.115 milioni e riguardano principalmente le plusvalenze nette da cessione di partecipazioni (€3.598 milioni) riferite alla cessione a CNCP dell'interessenza in Mozambico (€3.359 milioni) e delle quote in Snam (€75 milioni di cui €8 milioni relativi al reversal della riserva patrimoniale da valutazione) e Galp (€98 milioni), e la rivalutazione a fair value della partecipazione in Artic Russia (€1.682 milioni) per effetto del venir meno del controllo congiunto alla data di bilancio per il verificarsi di tutte le condizioni sospensive dell'efficacia dello

SPA (Sales and Purchase Agreement) con Gazprom, il cui incasso è avvenuto nel gennaio 2014.

Gli altri proventi hanno riguardato: (i) le quote di competenza dei risultati netti di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (€252 milioni), principalmente nei settori Exploration & Production e Gas & Power; (ii) i dividendi da partecipazioni (€400 milioni) da Nigeria LNG Ltd (€224 milioni), Snam SpA (€72 milioni) e Galp Energia SGPS SA (€43 milioni).

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

Tali plusvalori sono stati in parte assorbiti dalla circostanza che nel 2012 erano state realizzate importanti plusvalenze connesse in particolare alla cessione del 9% nel capitale sociale di Galp

(€311 milioni) e rivalutazione dell'interest residuo (€865 milioni), nonché il provento su un aumento di capitale di una controllata della stessa Galp (€835 milioni).

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

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.
500	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	278	252	(26)
659	Dividendi	431	400	(31)
1.121	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	349	3.598	3.249
(157)	Altri proventi (oneri) netti	1.823	1.865	42
2.123		2.881	6.115	3.234

Imposte sul reddito

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.
	Utile ante imposte			
694	Italia	(723)	(3.848)	(3.125)
17.086	Estero	17.328	17.928	500
17.780		16.605	13.980	(2.625)
	Imposte sul reddito			
227	Italia	945	313	(632)
9.676	Estero	10.716	8.695	(2.021)
9.903		11.661	9.008	(2.653)
	Tax rate [%]			
32,7	Italia	..	(8,1)	..
56,6	Estero	61,8	48,8	(13,0)
55,7		70,2	64,4	(5,8)

Le **imposte sul reddito** (€9.008 milioni) sono diminuite di €2.653 milioni. In particolare sono state registrate minori imposte correnti dalle imprese estere del settore Exploration & Production per effetto del calo dell'utile ante imposte.

Il tax rate reported è pari al 64,4% a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 41,9% che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana del 38% (IRES) all'utile prima delle imposte e del 3,9% (IRAP) al valore netto della produzione. La differenza tra l'aliquota fiscale teorica e quella effettiva riflette: (i) la maggiore incidenza fiscale delle imprese estere del settore Exploration & Production; (ii) la svalutazione delle attività per imposte anticipate di 8,9 punti percentuali relative alle imprese italiane rientranti nel consolidato fiscale e della circostanza che queste attività sono valutate non più recuperabili a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri delle attività in Italia; (iii) la parziale non imponibilità della plusvalenza da cessione del 28,57% di Eni EastAfrica SpA, della non imponibilità delle plu-

valenze da cessione e da rivalutazione rilevati sulle partecipate Galp Energia SGPS e Snam SpA e, in aumento, dell'indeducibilità della svalutazione di goodwill attribuito alla cash generating unit Mercato Europeo del gas e della tassazione dei dividendi infragruppo.

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 66,4%, in aumento rispetto al 2012 (59,8%) a causa della maggiore incidenza sull'utile ante imposte di Gruppo del reddito prodotto dal settore Exploration & Production che sostengono più elevate aliquote fiscali e in assenza di valorizzazione fiscale delle perdite del settore Ingegneria & Costruzioni.

Interessenze di terzi

La perdita netta delle interessenze di terzi (€188 milioni) riguarda principalmente Saipem SpA.

Risultati per settore di attività²

Exploration & Production

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
15.887	Utile operativo	18.470	14.071	(3.599)	(19,5)
188	Esclusione special item:	67	(225)		
190	- svalutazioni di asset e altre attività	550	19		
(63)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(542)	(283)		
	- accantonamenti a fondo rischi	7	7		
44	- oneri per incentivazione all'esodo	6	52		
1	- derivati su commodity	1	(2)		
(2)	- differenze e derivati su cambi	(9)	(2)		
18	- altro	54	(16)		
16.075	Utile operativo adjusted	18.537	14.646	(3.891)	(21,0)
(231)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(264)	(264)		
624	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	436	367	(69)	
(9.603)	Imposte sul reddito ^(a)	(11.283)	(8.797)	2.486	
58,3	Tax rate (%)	60,3	59,6	(0,7)	
6.865	Utile netto adjusted	7.426	5.952	(1.474)	(19,8)
	I risultati includono:				
6.440	ammortamenti e svalutazioni di asset di cui:	8.535	7.831	(704)	(8,2)
1.165	ammortamenti di ricerca esplorativa	1.835	1.736	(99)	(5,4)
820	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	1.457	1.362	(95)	(6,5)
345	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	378	374	(4)	(1,1)
	Prezzi medi di realizzo				
102,11	Petrolio ^(b) (\$/barile)	102,58	99,44	(3,14)	(3,1)
229,06	Gas naturale (\$/migliaia di metri cubi)	251,67	256,57	4,90	1,9
72,26	Idrocarburi (\$/boe)	73,39	71,87	(1,52)	(2,1)

(a) Escludono gli special item.

(b) Include i condensati.

Nel 2013 il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €14.646 milioni con una riduzione di €3.891 milioni rispetto all'esercizio 2012, pari al 21%, per effetto della minore produzione venduta, sulla quale hanno pesato le interruzioni straordinarie principalmente in Libia e Nigeria, dell'impatto negativo dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €560 milioni), nonché del calo dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media -2,1%).

Gli **special item** dell'utile operativo adjusted di €225 milioni hanno riguardato principalmente plusvalenze nette da cessio-

ne di asset marginali (€283 milioni), parzialmente compensate da oneri per incentivazione all'esodo (€52 milioni) e svalutazioni di minore entità che hanno riguardato proprietà Oil & Gas a causa di revisioni negative delle riserve quasi completamente assorbite da riprese di valore per revisioni positive (onere netto di €19 milioni).

L'**utile netto adjusted** di €5.952 milioni è diminuito di €1.474 milioni (-19,8%) rispetto al 2012 per effetto del peggioramento della performance operativa e dei minori proventi su partecipazioni.

(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".

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

Gas & Power

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
(326)	Utile operativo	(3.219)	(2.992)	227	7,1
(166)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	163	191		
245	Esclusione special item:	3.412	2.138		
154	- svalutazioni	2.494	1.685		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	(3)	1		
77	- accantonamento a fondo rischi	831	292		
	- oneri ambientali	(2)	(1)		
34	- oneri per incentivazione all'esodo	5	10		
45	- derivati su commodity		314		
(82)	- differenze e derivati su cambi	(51)	(186)		
17	- altro	138	23		
(247)	Utile operativo adjusted	356	(663)	(1.019)	..
(657)	Mercato	47	(837)	(884)	..
410	Trasporto internazionale	309	174	(135)	(43,7)
43	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	29	24	(5)	
363	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	261	100	(161)	
93	Imposte sul reddito ^(a)	(173)	293	466	
..	Tax rate (%)	26,8	..		
252	Utile netto adjusted	473	(246)	(719)	..

(a) Escludono gli special item.

Nel 2013 la Divisione Gas & Power ha registrato la **perdita operativa adjusted** di €663 milioni che evidenzia un netto peggioramento rispetto all'utile operativo adjusted di €356 milioni registrato nel 2012.

L'attività Mercato ha registrato la perdita di €837 milioni a fronte di un risultato in sostanziale pareggio nell'esercizio precedente (€47 milioni). L'entità della perdita riflette il sostanziale deterioramento dello scenario competitivo a causa della debolezza strutturale della domanda e dell'oversupply, i cui effetti sono stati inaspriti dai vincoli di prelievo dei contratti di approvvigionamento long-term. Sulla base di tali trend, l'attività Italia ha registrato il crollo dei prezzi di vendita nelle forniture di breve termine ai clienti large, parametrati sulla base dei prezzi dei mercati spot italiani che si sono allineati ai livelli degli hub continentali, determinando margini negativi rispetto al costo oil-linked dell'approvvigionato. Il calo dei prezzi spot è stato trasferito nei contratti di vendita di lungo termine. Inoltre il settore ha risentito della contrazione dei margini dell'energia elettrica prodotta attraverso i cicli a gas a causa dell'eccesso di offerta e della com-

petizione da altre fonti maggiormente competitive.

In riduzione la performance operativa del Trasporto Internazionale (-43,7%).

Gli **special item** esclusi dalla perdita operativa adjusted ammontano a €2.138 milioni e si riferiscono a: (i) svalutazioni di €1.685 milioni rilevate principalmente nell'attività di generazione elettrica (€919 milioni) a causa del ridimensionamento dei flussi di cassa attesi che riflettono la riduzione della domanda elettrica e la pressione sui margini determinata dalla competizione, dalle fonti rinnovabili e dal carbone, nonché svalutazioni di goodwill e altri asset intangibili relativi alla commercializzazione del gas; (ii) oneri da valutazione a fair value di derivati su commodity di €314 milioni privi dei requisiti formali per essere contabilizzati in hedge accounting (iii) accantonamenti ai fondo rischi €292 milioni nell'anno.

La **perdita netta adjusted** di €246 milioni ha registrato un peggioramento di €719 milioni rispetto al 2012, penalizzata dai minori risultati delle partecipate valutate all'equity.

Altre misure di performance

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

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
949	EBITDA proforma adjusted	1.316	6	(1.310)	..
257	Mercato	858	(311)	(1.169)	..
44	di cui: +/- rettifica derivati su commodity				
692	Trasporto internazionale	458	317	(141)	(30,8)

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 pro-forma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate. Il management ritiene che l'EBITDA adjusted rappresenti una misura alternativa im-

portante nella valutazione della performance del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo business che lo rendono simile a un'utility. In tale ambito, l'EBITDA adjusted consente agli analisti e investitori di apprezzare meglio la performance relativa del settore Eni Gas & Power 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

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
(273)	Utile operativo	(1.296)	(1.517)	(221)	(17,1)
(907)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(29)	221		
641	Esclusione special item:	1.004	814		
488	- svalutazioni	846	633		
10	- plusvalenze nette su cessione di asset	5	(9)		
8	- accantonamenti a fondo rischi	49			
34	- oneri ambientali	40	93		
81	- oneri per incentivazione all'esodo	19	91		
(3)	- derivati su commodity		5		
(4)	- differenze e derivati su cambi	(8)	(2)		
27	- altro	53	3		
(539)	Utile operativo adjusted	(321)	(482)	(161)	(50,2)
	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(11)	(4)	7	
99	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	63	70	7	
176	Imposte sul reddito ^(a)	90	184	94	
(264)	Utile netto adjusted	(179)	(232)	(53)	(29,6)

[a] Escludono gli special item.

Nel 2013 la Divisione Refining & Marketing ha registrato la **perdita operativa adjusted** di €482 milioni con un peggioramento del 50,2% rispetto al 2012 (-€161 milioni) causato dal crollo dei margini di raffinazione nell'area del Mediterraneo (il margine medio di raffinazione sul Brent è sceso a 2,64 \$/barile; -45,3% rispetto al 2012) a causa del calo della domanda di prodotti petroliferi, dell'eccesso di capacità e di offerta di prodotto da Russia e Asia, ai quali si è aggiunto il restringimento dello spread dei greggi pesanti rispetto a quelli leggeri che ha penalizzato la redditività delle lavorazioni complesse. L'andamento dello scenario è stato parzialmente compensato dalle iniziative di efficienza, volte in particolare alla riduzione dei costi energetici e di struttura, e di ottimizzazione degli assetti, con la riduzione delle lavorazioni presso le raffinerie meno competitive.

I risultati del marketing hanno registrato un calo rispetto all'analogo periodo dello scorso anno per effetto della contrazione dei consumi nel segmento retail.

Gli **special item** esclusi dalla perdita operativa adjusted di €814 milioni hanno riguardato principalmente le svalutazioni degli impianti di raffinazione a causa della proiezione di margini di raffinazione non remunerativi (€633 milioni), accantonamenti di oneri ambientali (€93 milioni) ed oneri per incentivazione all'esodo (€91 milioni).

La **perdita netta adjusted** si attesta a €232 milioni, in peggioramento di €53 milioni rispetto alla perdita registrata nel 2012 (-€179 milioni) per effetto delle maggiori perdite operative.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

Versalis

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
(424)	Utile operativo	(681)	(725)	(44)	(6,5)
(40)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	63	213		
191	Esclusione special item	135	126		
	<i>di cui:</i>				
10	Oneri (proventi) non ricorrenti				
181	Altri special item:	135	126		
160	- svalutazioni	112	44		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	1			
	- accantonamenti a fondo rischi	18	4		
1	- oneri ambientali		61		
17	- oneri per incentivazione all'esodo	14	23		
	- derivati su commodity	1	(1)		
	- differenze e derivati su cambi	(11)	(5)		
3	- altro				
(273)	Utile operativo adjusted	(483)	(386)	97	20,1
	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(3)	(2)	1	
	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	2		(2)	
67	Imposte sul reddito ^(a)	89	50	(39)	
(206)	Utile netto adjusted	(395)	(338)	57	14,4

(a) Escludono gli special item.

Nel 2013 il settore ha contenuto la **perdita operativa adjusted** a €386 milioni con un miglioramento di €97 milioni rispetto al 2012 (+20,1%) per effetto della ripresa del margine benchmark del cracker che nella prima metà del 2012 aveva raggiunto livelli particolarmente depressi. Tale andamento è stato attenuato dalla flessione dei volumi a causa della debole domanda di commodity plastiche, dovuta alla contrazione dell'attività economica e alla competizione dai produttori asiatici, con effetti depressivi sui margini unitari e sui volumi di vendita.

Gli **special item** esclusi dalla perdita operativa di €126 milioni di oneri netti si riferiscono essenzialmente ad oneri ambientali (€61 milioni), svalutazioni di linee di business marginali prive di prospettive di reddito (€44 milioni) nonché a oneri per incentivazione all'esodo (€23 milioni).

La **perdita netta adjusted** di €338 milioni ha registrato un miglioramento di €57 milioni rispetto al 2012.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

Ingegneria & Costruzioni

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
1.422	Utile operativo	1.442	[83]	[1.525]	..
21	Esclusione special item:	32	[1]		
35	- svalutazioni	25			
4	- plusvalenze nette su cessione di asset	3	107		
10	- oneri per incentivazione all'esodo	7	2		
[28]	- derivati su commodity	[3]	[1]		
	- altri		[109]		
1.443	Utile operativo adjusted	1.474	[84]	[1.558]	..
	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	[7]	[5]	2	
95	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	55	[12]	[67]	
[440]	Imposte sul reddito ^(a)	[411]	[152]	259	
28,6	Tax rate (%)	27,0	..		
1.098	Utile netto adjusted	1.111	[253]	[1.364]	..

(a) Escludono gli special item.

Nel 2013 il settore Ingegneria & Costruzioni ha registrato una significativa contrazione di redditività chiudendo con la **perdita operativa adjusted** di €84 milioni rispetto all'utile operativo di €1.474 milioni del 2012. Tale andamento negativo riflette le difficoltà operative e commerciali riscontrate nella prima parte del 2013 con la conseguente revisione delle stime di redditività di importanti commesse in particolare per la realizzazione di complessi industriali onshore, nonché il rallentamento nell'acquisizione di nuovi ordinativi nei business costruzioni onshore e offshore.

Si segnala che è in corso l'arbitrato commerciale con un'altra consociata del Gruppo Eni relativo alla definizione di alcune varianti d'opera nell'ambito di una commessa per un impianto di

produzione gas in Algeria, sostanzialmente neutro ai fini dei risultati consolidati di Gruppo.

Gli **special item** dell'utile operativo si riferiscono essenzialmente alla minusvalenza derivante dalla radiazione del mezzo Perro Negro 6 di proprietà di Saipem a seguito dell'incidente occorso nel luglio 2013 (€107 milioni), più che bilanciata dal correlato provento assicurativo.

La **perdita netta adjusted** di €253 milioni [-€1.364 milioni rispetto all'utile di €1.111 milioni del 2012] riflette le citate revisioni di stima.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

Altre attività³

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
[427]	Utile operativo	[300]	[337]	[37]	[12,3]
201	Esclusione special item	78	127		
	di cui:				
59	Oneri (proventi) non ricorrenti				
142	Altri special item:	78	127		
4	- svalutazioni	2	19		
(7)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(12)	(3)		
9	- accantonamenti a fondo rischi	35	31		
141	- oneri ambientali	25	52		
8	- oneri per incentivazione all'esodo	2	20		
(13)	- altro	26	8		
[226]	Utile operativo adjusted	[222]	(210)	12	5,4
5	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(24)	4	28	
(3)	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	(1)	1	2	
(1)	Imposte sul reddito ^{(a)(b)}				
[225]	Utile netto adjusted	[247]	[205]	42	17,0

(a) Escludono gli special item.

(b) Le imposte differite attive di Syndial sono stanziare dalla società controllante Eni SpA sulla base degli accordi del consolidato fiscale nazionale in essere.

Corporate e società finanziarie

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
[319]	Utile operativo	[341]	[399]	[58]	[17,0]
53	Esclusione special item:	16	67		
(1)	- plusvalenze nette su cessione di asset				
(6)	- accantonamenti a fondo rischi	5			
9	- oneri per incentivazione all'esodo	11	72		
51	- altro		(5)		
[266]	Utile operativo adjusted	[325]	[332]	(7)	[2,2]
(876)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(865)	(554)	311	
1	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	99	290	191	
388	Imposte sul reddito ^(a)	115	124	9	
[753]	Utile netto adjusted	[976]	[472]	504	51,6

(a) Escludono gli special item.

(3) I risultati 2012 non includono il contributo di Snam.