



Commento ai risultati economico-finanziari

In conformità alle disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 5, i risultati dei Business regolati Italia gestiti dalla Snam e oggetto di cessione come sancito nel Decreto Libera-

lizzazioni 1/2012, convertito in legge il 14 marzo 2012, sono stati rappresentati nel 2012 come "discontinued operations". Gli esercizi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

Conto economico ¹

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
96.617	Ricavi della gestione caratteristica	107.690	127.220	19.530	18,1
967	Altri ricavi e proventi	926	1.546	620	67,0
(73.202)	Costi operativi	(83.199)	(100.021)	(16.822)	(20,2)
246	di cui (oneri) proventi non ricorrenti	(69)			
131	Altri proventi e oneri operativi	171	(158)	(329)	..
(9.031)	Ammortamenti e svalutazioni	(8.785)	(13.561)	(4.776)	(54,4)
15.482	Utile operativo	16.803	15.026	(1.777)	(10,6)
(749)	Proventi (oneri) finanziari	(1.146)	(1.307)	(161)	(14,0)
1.112	Proventi netti su partecipazioni	2.123	2.881	758	35,7
15.845	Utile prima delle imposte	17.780	16.600	(1.180)	(6,6)
(8.581)	Imposte sul reddito	(9.903)	(11.659)	(1.756)	(17,7)
54,2	Tax rate (%)	55,7	70,2	14,5	
7.264	Utile netto - continuing operations	7.877	4.941	(2.936)	(37,3)
119	Utile netto - discontinued operations	(74)	3.732	3.806	..
7.383	Utile netto	7.803	8.673	870	11,1
	di competenza:				
6.318	Eni:	6.860	7.788	928	13,5
6.252	- continuing operations	6.902	4.198	(2.704)	(39,2)
66	- discontinued operations	(42)	3.590	3.632	..
1.065	Interessenze di terzi:	943	885	(58)	(6,2)
1.012	- continuing operations	975	743	(232)	(23,8)
53	- discontinued operations	(32)	142	174	..

Utile netto

Nel 2012, l'utile netto di competenza degli azionisti Eni delle continuing operations di €4.198 milioni è diminuito di €2.704 milioni rispetto all'anno 2011, pari al 39,2%.

Tale riduzione è dovuta al minore utile operativo di €1.777 milioni su cui hanno inciso svalutazioni di immobilizzazioni materiali e immateriali di €4.029 milioni (€1.031 milioni nel 2011) rilevate principalmente nei business Mercato gas e raffinazione, le cui prospettive reddituali sono penalizzate dalla contrazione del ciclo economico europeo. Inoltre hanno inciso le maggiori imposte sul reddito di €1.756 milioni dovute alla maggiore incidenza sull'utile

imponibile consolidato della Divisione Exploration & Production soggetta ad aliquote particolarmente elevate e la svalutazione di €1.030 milioni delle attività per imposte anticipate relative alla gestione italiana, valutate non più recuperabili a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri in Italia e del deconsolidamento di Snam che preclude dal 2012 la compensazione con i redditi imponibili delle controllate italiane. Il saldo negativo oneri finanziari e su cambi netti evidenzia un incremento (-€161 milioni) dovuto principalmente a revisioni di stima negative di alcuni fondi rischi per effetto della riduzione dei tassi.

[1] 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. Pertanto, tale modalità di rappresentazione non è indicativa dei risultati di Snam e delle continuing operations come entità indipendenti a se stanti, soprattutto in presenza di significative transazioni intercompany, con riferimento sia ai reporting period illustrati nella presente Relazione finanziaria annuale sia a futuri reporting period. Per una rappresentazione dei risultati di Snam e delle continuing operations con la valorizzazione dei rapporti reciproci si rinvia alla segment information riportata nel paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

In positivo la gestione partecipazioni (+€758 milioni) influenzata dalle plusvalenze da rivalutazione e cessione della Galp, compreso il provento della transazione Galp-Petrogal, per complessivi €2,08 miliardi, parzialmente assorbite dai minori risultati delle collegate, svalutazioni di partecipazioni (€156 milioni), nonché la circostanza che nel 2011 erano state realizzate importanti plusvalenze sulla cessione delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas (€1.044 milioni).

L'utile netto di competenza degli azionisti Eni che include il

contributo delle discontinued operations è stato di €7.788 milioni, con un incremento di €928 milioni (+13,5% rispetto al 2011). Il risultato delle discontinued operations riflette, oltre alla gestione di Snam fino alla data della perdita del controllo, la plusvalenza sulla cessione del 30% meno un'azione di Snam a Cassa Depositi e Prestiti per €2.019 milioni e la rivalutazione ai valori di mercato della partecipazione residua per €1.451 milioni (complessivamente €3.425 milioni al netto del relativo effetto fiscale).

Utile netto adjusted

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
6.252	Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	6.902	4.198	(2.704)	(39,2)
(610)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(724)	(23)		
1.128	Esclusioni special item	760	2.953		
	<i>di cui:</i>				
(246)	- oneri (proventi) non ricorrenti	69			
1.374	- altri special item	691	2.953		
6.770	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations^(a)	6.938	7.128	190	2,7

(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 delle continuing operations è stato di €7.128 milioni con un aumento di €190 milioni rispetto al 2011, pari al 2,7% che si eleva al 7,6% escludendo il contributo di Snam che corrisponde all'utile sulle transazioni di Snam con il Gruppo Eni incluso nelle continuing operations in base all'IFRS 5. Tale performance riflette il miglioramento dei settori Exploration & Production e downstream, parzialmente compensato dai minori proventi su partecipazione e dalla maggiore incidenza fiscale della Divisione Exploration & Production soggetta ad aliquote fiscali più elevate e dalla svalutazione d'imposte differite attive delle società italiane che, benché non ripetitive, non sono state classificate come special item (circa €230 milioni).

L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di €23 milioni e gli special item costituiti da oneri netti di €2.953 milioni, determinando una rettifica positiva di €2.930 milioni.

Gli special item dell'utile operativo da continuing operations di €4.744 milioni si riferiscono principalmente a:

- (i) svalutazioni di goodwill e altri asset intangibili da acquisizioni e immobilizzazioni materiali per €4.029 milioni rilevate principalmente nel Mercato gas e nell'attività Refining a causa della perdurante debolezza del quadro congiunturale europeo, volatilità dei prezzi/margini delle commodity e pressione competitiva. Sulla base di tali driver, il management ha ridimensionato in misura importante le prospettive di redditività degli asset interessati adeguando i valori di libro ai minori valori d'uso in sede di impairment review. Svalutazioni di minore entità hanno riguardato proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production a causa di revisioni negative delle riserve e dello scenario prezzi, e linee di business marginali prive di prospettive di reddito nella Chimica;
- (ii) costi e accantonamenti straordinari al fondo rischi e oneri di €945 milioni relativi principalmente a revisioni del prezzo del gas sulla base di contratti di acquisto di lunga durata,

considerati special item in quanto relativi a periodi contrattuali di price revision ormai conclusi e a volumi non di competenza dell'esercizio, tra questi in particolare quelli relativi al lodo arbitrale con GasTerra;

- (iii) la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati 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 (un onere di €79 milioni);
- (iv) accantonamenti per oneri di incentivazione all'esodo (€64 milioni) e oneri ambientali (€63 milioni);
- (v) la plusvalenza sulla cessione del 10% dell'interessenza Eni nel giacimento Karachaganak alla controparte di Stato kazakha KazMunaiGas nell'ambito del settlement agreement (€343 milioni).

Gli special item non operativi comprendono:

- (i) le plusvalenze Galp sulla cessione del 9% (€311 milioni) realizzate in due distinte transazioni (il 5% a luglio con il socio Amorim BV e il 4% a novembre sul mercato), sulla rivalutazione (€865 milioni) e sul provento del primo trimestre (€835 milioni) dovuto a un aumento di capitale di Petrogal controllata dalla stessa Galp, sottoscritto dalla società Sinopec con un apporto in denaro superiore al valore di libro dell'interessenza acquisita;
- (ii) la svalutazione di attività per imposte anticipate relative alla gestione italiana (nei limiti dell'ammontare relativo ai saldi iniziali pari a circa €800 milioni della svalutazione complessiva di €1.030 milioni) valutate non più recuperabili a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri in Italia e del deconsolidamento di Snam che preclude dal 2012 la compensazione con i redditi imponibili delle controllate italiane.

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

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
5.609	Exploration & Production	6.865	7.425	560	8,2
1.267	Gas & Power	252	473	221	87,7
(56)	Refining & Marketing	(264)	(179)	85	32,2
(73)	Chimica	(206)	(395)	(189)	(91,7)
994	Ingegneria & Costruzioni	1.098	1.109	11	1,0
(216)	Altre attività	(225)	(247)	(22)	(9,8)
(867)	Corporate e società finanziarie	(753)	(976)	(223)	(29,6)
1.124	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	1.146	661	(485)	
7.782	Utile netto adjusted - continuing operations	7.913	7.871	(42)	(0,5)
	<i>di competenza:</i>				
1.012	- interessenze di terzi	975	743	(232)	(23,8)
6.770	- azionisti Eni	6.938	7.128	190	2,7

(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 da un prezzo di riferimento del Brent di 111,58 \$/barile sostanzialmente in linea rispetto al 2011. Il mercato del gas è stato caratterizzato dalla debolezza della domanda a causa della recessione economica nell'eurozona, mentre l'offerta si è confermata abbondante con mercati spot continentali molto liquidi. La competizione sul pricing ha continuato ad essere intensa tenuto conto degli obblighi minimi di prelievo dei contratti di approvvigionamento take-or-pay e delle ridotte opportunità di vendita. In aumento il prezzo spot del gas in Europa che registra un incremento del 5% rispetto ai valori del 2011; tale incremento non ha comportato un miglioramento dei margini di commercializzazio-

ne del gas Eni a causa dell'elevato costo oil-linked dell'approvvigionamento e della pressione competitiva. I margini di raffinazione, pur evidenziando un trend in ripresa rispetto al 2011 (TRC Brent a 4,83 \$/barile, +2,77 \$/barile), sono rimasti su livelli non remunerativi in un quadro di estrema volatilità a causa della debolezza della domanda di carburanti su cui ha inciso la recessione economica, eccesso di capacità ed elevati costi della carica petrolifera con l'ulteriore effetto trascinamento sui costi delle utility energetiche di stabilimento. Inoltre le lavorazioni complesse sono state penalizzate dal restringimento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti. I risultati dell'esercizio hanno beneficiato dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+7,7%).

2010		2011	2012	Var. %
79,47	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	111,27	111,58	0,3
1,327	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,392	1,285	(7,7)
59,89	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	79,94	86,83	8,6
2,66	Margini europei medi di raffinazione ^(c)	2,06	4,83	..
3,47	Margine di raffinazione Brent/Ural ^(c)	2,90	4,94	70,3
2,00	Margini europei medi di raffinazione in euro	1,48	3,76	..
6,56	Prezzo gas NBP ^(d)	9,03	9,48	5,0
0,8	Euribor - euro a tre mesi (%)	1,4	0,6	(57,1)
0,3	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,3	0,4	33,3

(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.

Analisi delle voci del conto economico – continuing operations

Ricavi della gestione caratteristica

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
29.497	Exploration & Production	29.121	35.881	6.760	23,2
27.806	Gas & Power	33.093	36.200	3.107	9,4
43.190	Refining & Marketing	51.219	62.656	11.437	22,3
6.141	Chimica	6.491	6.418	(73)	(1,1)
10.581	Ingegneria & Costruzioni	11.834	12.771	937	7,9
105	Altre attività	85	119	34	40,0
1.386	Corporate e società finanziarie	1.365	1.369	4	0,3
100	Effetto eliminazione utili interni	(54)	(75)	(21)	
(22.189)	Elisioni di consolidamento	(25.464)	(28.119)	(2.655)	
96.617		107.690	127.220	19.530	18,1

I ricavi della gestione caratteristica da continuing operations conseguiti nel 2012 (€127.220 milioni) sono aumentati di €19.530 milioni rispetto al 2011 (+18,1%) per effetto dei maggiori prezzi in dollari delle commodity petrolifere e dell'effetto cambio.

I ricavi del settore Exploration & Production (€35.881 milioni) sono aumentati di €6.760 milioni (+23,2%) per effetto della maggiore produzione venduta grazie alla ripresa delle attività in Libia, dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +0,5%; gas naturale +9,9%) e dell'effetto cambio.

I ricavi del settore Gas & Power (€36.200 milioni) sono aumentati di €3.107 milioni (+9,4%) per effetto dell'andamento dei parametri energetici di riferimento dei prezzi di vendita del gas e della modesta ripresa dei prezzi spot.

I ricavi del settore Refining & Marketing (€62.656 milioni) sono aumentati di €11.437 milioni (+22,3%) per effetto dei maggiori prezzi di vendita dei prodotti e dell'effetto cambio, nonché dell'incremento delle vendite di prodotti petroliferi (+3,31 milioni di tonnellate rispetto al 2011, pari al 7,4%).

I ricavi della Chimica (€6.418 milioni) sono diminuiti di €73 milioni rispetto al 2011 (-1,1%) per effetto essenzialmente della riduzione dei volumi venduti (-2,1%) dovuta alla continua debolezza della domanda che riflette l'impatto negativo della recessione economica in atto, solo parzialmente compensato dalla ripresa dei prezzi medi unitari di vendita.

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni (€12.771 milioni) sono aumentati di €937 milioni (+7,9%) per effetto dei maggiori volumi di attività sviluppati in particolare nel business Engineering & Construction in Medio ed Estremo Oriente.

Costi operativi

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
68.774	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	78.795	95.363	16.568	21,0
(246)	di cui: - oneri (proventi) non ricorrenti	69			
1.459	- altri special item	265	1.154		
4.428	Costo lavoro	4.404	4.658	254	5,8
400	di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro	203	64		
73.202		83.199	100.021	16.822	20,2

I costi operativi sostenuti nel 2012 (€100.021 milioni) sono aumentati di €16.822 milioni rispetto al 2011, pari al 20,2%.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€95.363 milioni) sono aumentati di €16.568 milioni (+21%) per effetto principalmente dei maggiori costi di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche e del gas approvvigionato in relazione all'andamento dello scenario dell'energia e dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono

special item di €1.154 milioni (€334 milioni nel 2011) relativi principalmente a costi e accantonamenti straordinari al fondo rischi e oneri di €945 milioni relativi principalmente a revisioni del prezzo del gas sulla base di contratti di acquisto di lunga durata, considerati special item in quanto inerenti a periodi contrattuali di price revision ormai conclusi e a volumi non di competenza dell'esercizio, tra questi in particolare quelli relativi al lodo arbitrale con GasTerra, e ad accantonamenti per rischi ambientali e di altra natura.

Il **costo lavoro** (€4.658 milioni) è aumentato di €254 milioni rispetto al 2011 (+5,8%), per effetto dell'aumento dell'occupazione media all'estero (essenzialmente per maggiori livelli di attività nei settori Ingegneria & Costruzioni e Exploration & Production), della

crescita del costo lavoro unitario all'estero e dell'andamento dei tassi di cambio. Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dal decremento dell'occupazione media in Italia e dei costi per esodi agevolati.

Ammortamenti e svalutazioni

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
6.928	Exploration & Production	6.251	7.988	1.737	27,8
425	Gas & Power	413	405	(8)	(1,9)
333	Refining & Marketing	351	331	(20)	(5,7)
83	Chimica	90	90		
513	Ingegneria & Costruzioni	596	683	87	14,6
2	Altre attività	2	1	(1)	(50,0)
79	Corporate e società finanziarie	75	65	(10)	(13,3)
(20)	Effetto eliminazione utili interni	(23)	(25)	(2)	
8.343	Totale ammortamenti	7.755	9.538	1.783	23,0
688	Svalutazioni	1.030	4.023	2.993	..
9.031		8.785	13.561	4.776	54,4

Gli **ammortamenti** (€9.538 milioni) sono aumentati di €1.783 milioni (+23%) rispetto al 2011, essenzialmente nel settore Exploration & Production (+€1.737 milioni, pari al 27,8%) a causa della ripresa delle attività in Libia, dei maggiori costi di ricerca esplorativa in funzione della crescita delle attività (+€580 milioni a cambi costanti), dell'entrata in esercizio di nuovi giacimenti e dell'effetto dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+7,7%). L'aumento del settore Ingegneria & Costruzioni (+€87 milioni; +14,6%) riflette l'entrata in esercizio di nuovi mezzi.

Le **svalutazioni** (€4.023 milioni) hanno riguardato principalmente il goodwill e altri asset intangibili da acquisizioni e immo-

bilizzazioni materiali, rilevate principalmente nel Mercato gas (€2.494 milioni) e nella raffinazione (€843 milioni) a causa della perdurante debolezza del quadro congiunturale europeo, volatilità dei prezzi/margini delle commodity e pressione competitiva. Sulla base di tali driver, il management ha ridimensionato in misura importante le prospettive di redditività degli asset interessati adeguando i valori di libro ai minori valori d'uso in sede di impairment review. Svalutazioni di minore entità hanno riguardato proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production (€547 milioni) a causa di revisioni negative delle riserve e dello scenario prezzi e linee di business marginali prive di prospettive di reddito nella Chimica (€112 milioni).

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

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
123	Exploration & Production	189	547	358	..
426	Gas & Power	154	2.494	2.340	..
76	Refining & Marketing	488	843	355	72,7
52	Chimica	160	112	(48)	(30,0)
3	Ingegneria & Costruzioni	35	25	(10)	(28,6)
8	Altre attività	4	2	(2)	(50,0)
688		1.030	4.023	2.993	..

Utile operativo

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

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
13.866	Exploration & Production	15.887	18.451	2.564	16,1
896	Gas & Power	(326)	(3.221)	(2.895)	..
149	Refining & Marketing	(273)	(1.303)	(1.030)	..
(86)	Chimica	(424)	(683)	(259)	(61,1)
1.302	Ingegneria & Costruzioni	1.422	1.433	11	0,8
(1.384)	Altre attività	(427)	(302)	125	29,3
(361)	Corporate e società finanziarie	(319)	(345)	(26)	(8,2)
1.100	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	1.263	996	(267)	
15.482	Utile operativo	16.803	15.026	(1.777)	(10,6)

Utile operativo adjusted

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

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
15.482	Utile operativo - continuing operations	16.803	15.026	(1.777)	(10,6)
(881)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(1.113)	(17)		
2.244	Esclusione special item	1.540	4.744		
	di cui:				
(246)	- oneri (proventi) non ricorrenti	69			
2.490	- altri special item	1.471	4.744		
16.845	Utile operativo adjusted - continuing operations	17.230	19.753	2.523	14,6
	Dettaglio per settore di attività:				
13.898	Exploration & Production	16.075	18.518	2.443	15,2
1.268	Gas & Power	(247)	354	601	..
(181)	Refining & Marketing	(539)	(328)	211	39,1
(96)	Chimica	(273)	(485)	(212)	77,7
1.326	Ingegneria & Costruzioni	1.443	1.465	22	1,5
(205)	Altre attività	(226)	(224)	2	0,9
(265)	Corporate e società finanziarie	(266)	(329)	(63)	(23,7)
1.100	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	1.263	782	(481)	
16.845		17.230	19.753	2.523	14,6

L'utile operativo adjusted delle continuing operations che esclude l'utile di magazzino di €17 milioni e special item costituiti da oneri netti per un totale di €4.744 milioni, ammonta a €19.753 milioni con un incremento di €2.523 milioni rispetto al 2011, pari al 14,6%, per effetto della solida performance del settore Exploration & Production e del miglioramento registrato dai settori downstream. In dettaglio, il miglioramento è stato registrato in:

- **Exploration & Production** (+€2.443 milioni, pari al 15,2%) per effetto della ripresa delle produzioni libiche e dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (circa €1.100 milioni), parzialmente assorbiti dai maggiori costi esplorativi in relazione alla crescita delle attività e dai maggiori costi operativi e ammortamenti di sviluppo in relazione all'avvio/entrata a regime di nuovi giacimenti;
- **Gas & Power** che ha registrato un incremento di €601 milioni (da una perdita di €247 milioni registrata nel 2011 a un uti-

le operativo adjusted di €354 milioni) attribuibile all'attività Mercato che ha beneficiato di alcune rinegoziazioni di contratti di approvvigionamento, con effetti in parte di competenza dell'esercizio precedente, e della ripresa delle forniture libiche;

- **Refining & Marketing** che ha contenuto la perdita operativa adjusted a €328 milioni, con un miglioramento di €211 milioni (+39,1% rispetto al 2011) beneficiando delle azioni di ottimizzazione e di efficienza, del miglioramento dell'affidabilità degli impianti, parzialmente compensati dalla flessione del Marketing che riflette il calo della domanda di prodotti, l'elevata pressione competitiva e l'aumento dei costi commerciali dovuto alle iniziative commerciali intraprese, in particolare la campagna promozionale estiva "riparti con eni";
- **Ingegneria & Costruzioni** (+€22 milioni, pari all'1,5%) che riflette la crescita dei ricavi e la maggiore redditività del-

le commesse nei primi nove mesi dell'anno, parzialmente compensata nell'ultima parte dell'anno dal rallentamento e dalla minore marginalità di alcune attività nel segmento Engineering & Construction per effetto dell'impatto negativo della congiuntura economica in atto.

Questi incrementi sono stati parzialmente compensati dal minor utile operativo registrato nella **Chimica** per effetto del debole andamento della domanda di commodity a causa della recessione economica e del crollo dei margini unitari registrato in particolare nel primo trimestre 2012 a causa degli elevati costi della carica.

Proventi (oneri) finanziari

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
(730)	Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(881)	(929)	(48)
(765)	- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	(922)	(980)	(58)
17	- Interessi attivi verso banche	22	27	5
18	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	19	24	5
(131)	Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati	(112)	(251)	(139)
(111)	- Strumenti finanziari derivati su valute	29	(137)	(166)
(39)	- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(141)	(88)	53
19	- Opzioni		(26)	(26)
92	Differenze di cambio	(111)	131	242
(130)	Altri proventi (oneri) finanziari	(154)	(408)	(254)
73	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	75	69	(6)
(236)	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(235)	(308)	(73)
33	- Altri proventi finanziari	6	(169)	(175)
(899)		(1.258)	(1.457)	(199)
150	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	112	150	38
(749)		(1.146)	(1.307)	(161)

Gli **oneri finanziari netti** di €1.307 milioni registrano un incremento di €161 milioni rispetto al 2011. Tale maggiore saldo negativo riflette revisioni di stima negative di alcuni fondi rischi per effetto della riduzione dei tassi accolte nella voce accretion discount (-€73 milioni), la crescita degli oneri finanziari sul debito (-€58 milioni) e gli oneri finanziari diversi (-€175 milioni) riferiti principalmente all'accantonamento degli oneri finanziari matu-

rati in relazione ad alcune price revision. L'aumento delle differenze di cambio (€242 milioni) è stata in parte attenuata dagli oneri su strumenti finanziari derivati su cambi (-€166 milioni, da un provento di €29 milioni ad un onere di €137 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.

Proventi netti su partecipazioni

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

2012 (€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	39	144	40	55		278
Dividendi	346	5	51		29	431
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	11	28		(1)	311	349
Altri proventi (oneri) netti	1		51		1.771	1.823
	397	177	142	54	2.111	2.881

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €2.881 milioni e riguardano: (i) le quote di competenza dei risultati netti di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (€278 milioni), principalmente nel settore Gas & Power; (ii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al

costo (€431 milioni); (iii) le plusvalenze da cessione di partecipazioni (€349 milioni) riferite essenzialmente alla cessione del 9% della partecipazione in Galp; (iv) altri proventi netti (€1.823 milioni) relativi principalmente alla rivalutazione dell'interest residuo in Galp e all'operazione Petrogal (v. di seguito).

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

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
493	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	500	278	(222)
264	Dividendi	659	431	(228)
332	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	1.121	349	(772)
23	Altri proventi (oneri) netti	(157)	1.823	1.980
1.112		2.123	2.881	758

L'incremento di €758 milioni rispetto al 2011 è dovuto alla rilevazione di maggiori plusvalenze da cessione e rivalutazione di partecipazioni connesse in particolare a Galp derivanti da: la cessione del 9% (€311 milioni) in due distinte transazioni (il 5% a luglio con il socio Amorim BV e il 4% a novembre sul mercato), la rivalutazione dell'interest residuo classificato come attività finanziaria disponibile per la vendita alla data della perdita del collegamento (€865 milioni), il provento di €835 milioni dovuto a un aumento di capitale di Petrogal controllata dalla stessa Galp, sottoscritto dalla società Sinopec con un apporto in denaro superiore al valore di libro dell'interessenza acquisita, nonché la rilevazione a conto economico dell'adeguamento

a fair value successivo alla rivalutazione iniziale limitatamente alla quota di azioni Galp pari all'8% posta al servizio del prestito obbligazionario convertibile emesso il 27 novembre 2012, in applicazione della fair value option prevista dallo IAS 39 (€65 milioni). Tali plusvalori sono stati in parte assorbiti dalla circostanza che nel 2011 erano state realizzate importanti plusvalenze sulla cessione delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas (€1.044 milioni). La diminuzione della quota Eni dei risultati delle società valutate a equity e al costo riflette l'andamento negativo del mercato del gas, la perdita di collegamento in Galp da metà esercizio e i minori risultati dell'iniziativa Nigeria LNG.

Imposte sul reddito

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
	Utile ante imposte			
887	Italia	694	(723)	(1.417)
14.958	Eestero	17.086	17.323	237
15.845		17.780	16.600	(1.180)
	Imposte sul reddito			
265	Italia	227	945	718
8.316	Eestero	9.676	10.714	1.038
8.581		9.903	11.659	1.756
	Tax rate (%)			
29,9	Italia	32,7
55,6	Eestero	56,6	61,8	5,2
54,2		55,7	70,2	14,5

Le **imposte sul reddito** (€11.659 milioni) sono aumentate di €1.756 milioni, pari al 17,7%. In particolare sono state registrate maggiori imposte correnti dalle imprese estere del settore Exploration & Production per effetto dell'incremento dell'utile ante imposte.

Il tax rate reported pari al 70,2% riflette: (i) la svalutazione di €1.030 milioni delle attività per imposte anticipate relative alla gestione italiana, valutate non più recuperabili a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri in Italia e del deconsolidamento di Snam che preclude dal 2012 la compensazione con i redditi imponibili delle controllate italiane; (ii) la maggiore incidenza fiscale determinata dall'effetto di sostituzione dei minori proventi su partecipazioni e il maggior utile operativo della Divisione Exploration & Production soggetto ad aliquote particolarmente elevate; (iii) l'entità degli oneri non deducibili (in particolare la svalutazione di goodwill attribuito alla cash generating unit Mercato europeo del gas).

Tali fattori incrementativi sono stati in parte compensati dalla

non imponibilità dei proventi straordinari rilevati sulla partecipazione in Galp e dalla circostanza che i risultati delle continuing operations per effetto della rappresentazione contabile ex IFRS 5 beneficiano dei margini intercompany di Snam ai quali non è associata alcuna fiscalità.

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 59,8%, in aumento rispetto al 2011 (54,4% nel 2011) a causa della maggiore incidenza sull'utile ante imposte di Gruppo del reddito prodotto dal settore Exploration & Production e della svalutazione d'imposte differite attive delle società italiane che, benché non ripetitive, non sono state classificate come special item (circa €230 milioni).

Utile netto delle interessenze di terzi

L'utile netto delle interessenze di terzi (€743 milioni) riguarda essenzialmente Saipem SpA (€627 milioni).

Risultati per settore di attività²

Exploration & Production

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %	
13.866	Utile operativo	15.887	18.451	2.564	16,1	
32	Esclusione special item:	188	67			
127	- svalutazioni di asset e altre attività	190	550			
(241)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(63)	(542)			
97	- oneri per incentivazione all'esodo	44	6			
30	- oneri ambientali					
	- accantonamenti a fondo rischi		7			
	- componente valutativa dei derivati su commodity	1	1			
14	- differenze e derivati su cambi	(2)	(9)			
5	- altro	18	54			
13.898	Utile operativo adjusted	16.075	18.518	2.443	15,2	
(205)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(231)	(248)	(17)		
274	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	624	436	(188)		
(8.358)	Imposte sul reddito ^(a)	(9.603)	(11.281)	(1.678)		
59,8	Tax rate (%)	58,3	60,3	2,0		
5.609	Utile netto adjusted	6.865	7.425	560	8,2	
	I risultati includono:					
7.051	ammortamenti e svalutazioni di asset di cui:	6.440	8.535	2.095	32,5	
1.199	ammortamenti di ricerca esplorativa	1.165	1.835	670	57,5	
802	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	820	1.457	637	77,7	
397	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	345	378	33	9,6	
	Prezzi medi di realizzo					
72,76	Petrolio ^(b)	(\$/barile)	102,11	102,58	0,47	0,5
212,67	Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	229,06	251,67	22,61	9,9
55,60	Idrocarburi	(\$/boe)	72,26	73,39	1,13	1,6

(a) Escludono gli special item.

(b) Include condensati.

Nel 2012 la Divisione Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €18.518 milioni con un incremento di €2.443 milioni rispetto all'esercizio 2011, pari al 15,2%, per effetto della ripresa delle produzioni libiche e dall'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (circa €1.100 milioni), parzialmente assorbiti dai maggiori costi esplorativi in relazione alla crescita dell'attività e dai maggiori costi operativi e ammortamenti di sviluppo in relazione all'avvio/entrata a regime di nuovi giacimenti.

Gli **special item** dell'utile operativo adjusted di €67 milioni hanno riguardato principalmente: (i) svalutazioni di asset e altre attività (€550 milioni), in particolare proved e unproved properties a gas localizzate negli Stati Uniti e in India, e per un asset a olio localizza-

to in Turkmenistan, a seguito principalmente di revisioni negative delle riserve e dello scenario prezzi ed economico; (ii) plusvalenze sulle cessioni di asset (€542 milioni) tra cui quella realizzata sulla cessione del 10% dell'interessenza Eni nel giacimento Karachaganak alla controparte di Stato kazakha KazMunaiGas nell'ambito del settlement agreement; (iii) accantonamenti a fondo rischi e per incentivazione all'esodo, nonché altri oneri diversi.

L'**utile netto adjusted** di €7.425 milioni in aumento di €560 milioni (+8,2%) rispetto al 2011 ha beneficiato del miglioramento della performance operativa, in parte compensata dai minori proventi su partecipazioni e dall'incremento di 2 punti percentuali del tax rate adjusted.

[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

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
896	Utile operativo	(326)	(3.221)	(2.895)	..
(117)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(166)	163		
489	Esclusione special item:	245	3.412		
	di cui:				
(270)	Oneri (proventi) non ricorrenti				
759	Altri special item	245	3.412		
426	- svalutazioni	154	2.494		
78	- accantonamento a fondo rischi	77	831		
	- plusvalenze nette su cessione di asset		(3)		
16	- oneri ambientali		(2)		
52	- oneri per incentivazione all'esodo	34	5		
30	- componente valutativa dei derivati su commodity	45			
195	- differenze e derivati su cambi	(82)	(51)		
(38)	- altro	17	138		
1.268	Utile operativo adjusted	(247)	354	601	..
923	Mercato	(657)	45	702	..
345	Trasporto internazionale	410	309	(101)	(24,6)
34	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	43	31	(12)	
362	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	363	261	(102)	
(397)	Imposte sul reddito ^(a)	93	(173)	(266)	
23,9	Tax rate [%]	..	26,8		
1.267	Utile netto adjusted	252	473	221	87,7

(a) Escludono gli special item.

Nel 2012 la Divisione Gas & Power ha registrato un incremento di €601 milioni dell'**utile operativo adjusted** (da una perdita di €247 milioni registrata nell'esercizio precedente a un utile di €354 milioni) attribuibile all'attività Mercato (+€702 milioni), mentre il Trasporto internazionale ha evidenziato una riduzione di risultato di €101 milioni (-24,6%) per effetto della cessione delle attività in Nord Europa e Russia realizzate nel corso del 2011.

Il risultato dell'attività Mercato ha beneficiato di alcune rinegoziazioni di contratti di approvvigionamento, con effetti in parte di competenza dell'esercizio precedente, e della ripresa delle forniture libiche che hanno consentito di assorbire la perdurante debolezza dei fondamentali del settore gas e la pressione sui margini dovuta all'andamento del costo oil-linked dell'approvvigionamento e alla concorrenza. Sull'utile operativo hanno inoltre inciso negativamente alcune price revision con fornitori e clienti di lungo termine rilevati anche a seguito di lodi arbitrali, tra questi in particolare quelli relativi al lodo con GasTerra.

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo adjusted ammontano a €3.412 milioni e si riferiscono a: (i) svalutazioni di goodwill e altri asset intangibili da acquisizioni (€2.494 milioni) di competenza principalmente della cash generating unit Mercato europeo. I driver sono le ridimensionate previsioni di crescita della domanda, persistenza di oversupply ed elevata pressione competitiva con impatti negativi attesi sui prezzi di vendita e i margini del gas che determinano un minor valore d'uso degli asset rispetto ai valori di libro; (ii) oneri ed accantonamenti straordinari a fondo rischi di €831 milioni relativi alla revisione del prezzo di alcuni contratti di acquisto di lunga durata inclusi negli special item in quanto relativi a periodi contrattuali di price revision ormai conclusi e a volumi non di competenza dell'esercizio; (iii) la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria (un onere di €51 milioni).

L'**utile netto adjusted** di €473 milioni è aumentato di €221 milioni rispetto al 2011 per effetto del miglioramento della performance operativa.

Altre misure di performance

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

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
2.562	EBITDA proforma adjusted	949	1.314	365
1.863	Mercato	257	856	599
116	di cui: +/- rettifica derivati commodity	44		(44)
699	Trasporto internazionale	692	458	(234)

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. 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 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

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
149	Utile operativo	(273)	(1.303)	(1.030)	..
(659)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(907)	(29)		
329	Esclusione special item:	641	1.004		
76	- svalutazioni	488	846		
169	- oneri ambientali	34	40		
(16)	- plusvalenze nette su cessione di asset	10	5		
2	- accantonamenti a fondo rischi	8	49		
113	- oneri per incentivazione all'esodo	81	19		
(10)	- componente valutativa dei derivati su commodity	(3)			
(10)	- differenze e derivati su cambi	(4)	(8)		
5	- altro	27	53		
(181)	Utile operativo adjusted	(539)	(328)	211	39,1
	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(4)	(4)	
92	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	99	63	(36)	
33	Imposte sul reddito ^(a)	176	90	(86)	
(56)	Utile netto adjusted	(264)	(179)	85	32,2

(a) Escludono gli special item.

Nel 2012 la Divisione Refining & Marketing ha contenuto le **perdite operative adjusted** a €328 milioni (+€211 milioni, pari al 39,1% rispetto al 2011) in uno scenario caratterizzato da margini di raffinazione che seppure in ripresa rispetto al 2011, sono rimasti deboli e volatili a causa dell'eccesso di capacità, contrazione della domanda di carburanti, in particolare in Italia, ed elevato costo della carica e delle utility di stabilimento indicizzate all'oil. Il risultato ha beneficiato delle azioni di ottimizzazione e di efficienza, del miglioramento dell'affidabilità degli impianti, parzialmente compensati dal calo dei risultati del Marketing a causa della riduzione delle vendite, dell'elevata pressione competitiva e dell'au-

mento dei costi dovuto alle iniziative commerciali intraprese, in particolare la promozione estiva "riparti con eni".

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo adjusted di €1.004 milioni hanno riguardato principalmente le svalutazioni delle raffinerie (€846 milioni) a seguito delle proiezioni di margini di raffinazione non remunerativi, accantonamenti a fondo rischi (€49 milioni) e oneri ambientali (€40 milioni).

La **perdita netta adjusted** è migliorata di €85 milioni (da €264 milioni a €179 milioni nel 2012) per effetto della performance operativa.

Chimica

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
(86)	Utile operativo	(424)	(683)	(259)	(61,1)
(105)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(40)	63		
95	Esclusione special item	191	135		
	di cui:				
	Oneri (proventi) non ricorrenti	10			
95	Altri special item:	181	135		
52	- svalutazioni	160	112		
	- plusvalenze nette su cessione di asset		1		
	- accantonamenti a fondo rischi		18		
	- oneri ambientali	1			
26	- oneri per incentivazione all'esodo	17	14		
	- componente valutativa dei derivati su commodity		1		
17	- differenze e derivati su cambi		(11)		
	- altro	3			
(96)	Utile operativo adjusted	(273)	(485)	(212)	(77,7)
	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(1)	(1)	
1	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		2	2	
22	Imposte sul reddito ^(a)	67	89	22	
(73)	Utile netto adjusted	(206)	(395)	(189)	(91,7)

(a) Escludono gli special item.

Nel 2012 la Chimica ha registrato un netto ampliamento della **perdita operativa adjusted** a €485 milioni, quasi il doppio rispetto al 2011 (-€273 milioni). Sul negativo andamento del settore ha inciso il crollo della domanda di commodity chimiche a causa della recessione economica e la flessione dei margini unitari registrato in particolare nel primo trimestre 2012 dovuto agli elevati costi della materia prima petrolifera che hanno portato il margine benchmark sul cracker in territorio negativo.

Gli **special item** esclusi dalla perdita operativa di €135 milioni 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 e accantonamenti a fondo rischi.

La **perdita netta adjusted** di €395 milioni è quasi raddoppiata rispetto al 2011.

Ingegneria & Costruzioni

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
1.302	Utile operativo	1.422	1.433	11	0,8
24	Esclusione special item:	21	32		
	di cui:				
24	Oneri (proventi) non ricorrenti				
	Altri special item:	21	32		
3	- svalutazioni	35	25		
5	- plusvalenze nette su cessione di asset	4	3		
14	- oneri per incentivazione all'esodo	10	7		
(22)	- componente valutativa dei derivati su commodity	(28)	(3)		
1.326	Utile operativo adjusted	1.443	1.465	22	1,5
33	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		55	(40)	
10	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	95			
(375)	Imposte sul reddito ^(a)	(440)	(411)	29	
27,4	Tax rate (%)	28,6	27,0	(1,6)	
994	Utile netto adjusted	1.098	1.109	11	1,0

(a) Escludono gli special item.

Nel 2012 il settore Ingegneria & Costruzioni ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €1.465 milioni (+1,5% rispetto al 2011) che riflette la crescita dei ricavi e la maggiore redditività delle com-

messe dei primi nove mesi dell'anno in particolare nel business Engineering & Construction in Medio ed Estremo Oriente, nonché nelle Perforazioni Mare dove la piena attività di Scarabeo 8 e

Scarabeo 9 ha compensato l'impatto negativo delle fermate per upgrading delle piattaforme semisommersibili Scarabeo 3 e Scarabeo 6. La performance dell'anno ha risentito del rallentamento e della minore marginalità di alcune attività nel quarto trimestre nel segmento Engineering & Construction per effetto dell'impatto negativo della congiuntura economica.

Gli **special item** dell'utile operativo (€32 milioni) si riferiscono essenzialmente alla svalutazione di equipment sui mezzi

Scarabeo 8 e Castoro 9, 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 €1.109 milioni aumenta di €11 milioni rispetto al 2011 per effetto dell'incremento dell'utile operativo e della riduzione del tax rate adjusted di circa 2 punti percentuali, parzialmente compensati dai minori proventi su partecipazioni.

Altre attività (*)

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
(1.384)	Utile operativo	(427)	(302)	125	29,3
1.179	Esclusione special item di cui:	201	78		
	Oneri (proventi) non ricorrenti	59			
1.179	Altri special item:	142	78		
1.145	- oneri ambientali	141	25		
8	- svalutazioni	4	2		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	(7)	(12)		
7	- accantonamenti a fondo rischi	9	35		
10	- oneri per incentivazione all'esodo	8	2		
9	- altro	(13)	26		
(205)	Utile operativo adjusted	(226)	(224)	2	0,9
(9)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	5	(22)	(27)	
(2)	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	(3)	(1)	2	
	Imposte sul reddito ^{(a) (b)}	(1)			
(216)	Utile netto adjusted	(225)	(247)	(22)	(9,8)

(*) Non include i risultati di Snam

(a) Escludono gli special item.

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

Corporate e società finanziarie

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
(361)	Utile operativo	(319)	(345)	(26)	(8,2)
96	Esclusione special item:	53	16		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	(1)			
88	- oneri per incentivazione all'esodo	(6)	5		
8	- accantonamenti a fondo rischi	9	11		
	- altro	51			
(265)	Utile operativo adjusted	(266)	(329)	(63)	(23,7)
(783)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(876)	(861)	15	
	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	1	99	98	
181	Imposte sul reddito ^(a)	388	115	(273)	
(867)	Utile netto adjusted	(753)	(976)	(223)	..

(a) Escludono gli special item.

Non-GAAP measure

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

Il management Eni valuta la performance del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. 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.

Di seguito sono descritte le componenti che sono escluse dal calcolo dei risultati adjusted.

L'**utile/perdita di magazzino** deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS.

Le componenti reddituali sono classificate tra gli **special item**, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (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; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. 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. 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'accrretion 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.

2012

	ALTRE ATTIVITÀ ^(a)									DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS
	Exploration & Production	Gas & Power ^(a)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo	Totale	
(€ milioni)														
Utile operativo	18.451	(3.221)	(1.303)	(683)	1.433	(345)	1.676	(302)	208	15.914	(1.676)	788	(888)	15.026
Esclusione (utile) perdita di magazzino		163	(29)	63					(214)	(17)				(17)
Esclusione special item:														
- svalutazioni	550	2.494	846	112	25			2		4.029				4.029
- plusvalenze nette su cessione di asset	(542)	(3)	5	1	3		(22)	(12)		(570)	22		22	(548)
- accantonamenti a fondo rischi	7	831	49	18		5		35		945				945
- oneri ambientali		(2)	40				71	25		134	(71)		(71)	63
- oneri per incentivazione all'esodo	6	5	19	14	7	11	2	2		66	(2)		(2)	64
- componente valutativa dei derivati su commodity	1			1	(3)					(1)				(1)
- differenze e derivati su cambi	(9)	(51)	(8)	(11)						(79)				(79)
- altro	54	138	53					26		271				271
Special item dell'utile operativo	67	3.412	1.004	135	32	16	51	78		4.795	(51)		(51)	4.744
Utile operativo adjusted	18.518	354	(328)	(485)	1.465	(329)	1.727	(224)	(6)	20.692	(1.727)	788	(939)	19.753
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(248)	31	(4)	(1)		(861)	(51)	(22)		(1.156)	51		51	(1.105)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	436	261	63	2	55	99	38	(1)		953	(38)		(38)	915
Imposte sul reddito ^(b)	(11.281)	(173)	90	89	(411)	115	(712)		2	(12.281)	712	(123)	589	(11.692)
Tax rate (%)	60,3	26,8	..	27,0			41,5			59,9				59,8
Utile netto adjusted	7.425	473	(179)	(395)	1.109	(976)	1.002	(247)	(4)	8.208	(1.002)	665	(337)	7.871
di competenza:														
- interessenze di terzi										885			(142)	743
- azionisti Eni										7.323			(195)	7.128
Utile netto di competenza azionisti Eni										7.788			(3.590)	4.198
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(23)				(23)
Esclusione special item										(442)			3.395	2.953
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										7.323			(195)	7.128

(a) Per effetto del piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item.

2011

	ALTRE ATTIVITÀ ^(a)								DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS	
	Exploration & Production	Gas & Power ^(a)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo		Totale
(€ milioni)														
Utile operativo	15.887	(326)	(273)	(424)	1.422	(319)	2.084	(427)	(189)	17.435	(2.084)	1.452	(632)	16.803
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(166)	(907)	(40)						(1.113)				(1.113)
Esclusione special item:														
<i>di cui:</i>														
Oneri (proventi) non ricorrenti				10				59		69				69
Altri special item:	188	245	641	181	21	53	27	142		1.498	(27)		(27)	1.471
- svalutazioni	190	154	488	160	35		(9)	4		1.022	9		9	1.031
- plusvalenze nette su cessione di asset	(63)		10		4	(1)	(4)	(7)		(61)	4		4	(57)
- accantonamenti a fondo rischi		77	8			(6)		9		88				88
- oneri ambientali			34	1			10	141		186	(10)		(10)	176
- oneri per incentivazione all'esodo	44	34	81	17	10	9	6	8		209	(6)		(6)	203
- componente valutativa dei derivati su commodity	1	45	(3)		(28)					15				15
- differenze e derivati su cambi	(2)	(82)	(4)	3						(85)				(85)
- altro	18	17	27			51	24	(13)		124	(24)		(24)	100
Special item dell'utile operativo	188	245	641	191	21	53	27	201		1.567	(27)		(27)	1.540
Utile operativo adjusted	16.075	(247)	(539)	(273)	1.443	(266)	2.111	(226)	(189)	17.889	(2.111)	1.452	(659)	17.230
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(231)	43				(876)	19	5		(1.040)	(19)		(19)	(1.059)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	624	363	99		95	1	44	(3)		1.223	(44)		(44)	1.179
Imposte sul reddito ^(b)	(9.603)	93	176	67	(440)	388	(918)	(1)	78	(10.160)	918	(195)	723	(9.437)
Tax rate (%)	58,3		28,6		42,2			56,2				54,4
Utile netto adjusted	6.865	252	(264)	(206)	1.098	(753)	1.256	(225)	(111)	7.912	(1.256)	1.257	1	7.913
<i>di competenza:</i>														
- interessenze di terzi										943			32	975
- azionisti Eni										6.969			(31)	6.938
Utile netto di competenza azionisti Eni										6.860			42	6.902
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(724)				(724)
Esclusione special item										833			(73)	760
- oneri (proventi) non ricorrenti										69				69
- altri special item										764			(73)	691
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										6.969			(31)	6.938

(a) Per effetto del piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item.

2010

	ALTRE ATTIVITÀ ^(a)									DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS
	Exploration & Production	Gas & Power ^(a)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo	Totale	
(€ milioni)														
Utile operativo	13.866	896	149	(86)	1.302	(361)	2.000	(1.384)	(271)	16.111	(2.000)	1.371	(629)	15.482
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(117)	(659)	(105)						(881)				(881)
Esclusione special item:														
di cui:														
Oneri (proventi) non ricorrenti		(270)			24					(246)				(246)
Altri special item:	32	759	329	95		96	46	1.179		2.536	(46)		(46)	2.490
- svalutazioni	127	426	76	52	3		10	8		702	(10)		(10)	692
- plusvalenze nette su cessione di asset	(241)		(16)		5		4			(248)	(4)		(4)	(252)
- accantonamenti a fondo rischi		78	2			8		7		95				95
- oneri ambientali	30	16	169				9	1.145		1.369	(9)		(9)	1.360
- oneri per incentivazione all'esodo	97	52	113	26	14	88	23	10		423	(23)		(23)	400
- componente valutativa dei derivati su commodity		30	(10)		(22)					(2)				(2)
- differenze e derivati su cambi	14	195	(10)	17						216				216
- altro	5	(38)	5					9		(19)				(19)
Special item dell'utile operativo	32	489	329	95	24	96	46	1.179		2.290	(46)		(46)	2.244
Utile operativo adjusted	13.898	1.268	(181)	(96)	1.326	(265)	2.046	(205)	(271)	17.520	(2.046)	1.371	(675)	16.845
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(205)	34			33	(783)	22	(9)		(908)	(22)		(22)	(930)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	274	362	92	1	10		44	(2)		781	(44)		(44)	737
Imposte sul reddito ^(b)	(8.358)	(397)	33	22	(375)	181	(667)		102	(9.459)	667	(78)	589	(8.870)
Tax rate (%)	59,8	23,9	..		27,4		31,6			54,4				53,3
Utile netto adjusted	5.609	1.267	(56)	(73)	994	(867)	1.445	(216)	(169)	7.934	(1.445)	1.293	(152)	7.782
di competenza:														
- interessenze di terzi										1.065			(53)	1.012
- azionisti Eni										6.869			(99)	6.770
Utile netto di competenza azionisti Eni										6.318			(66)	6.252
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(610)				(610)
Esclusione special item										1.161			(33)	1.128
- oneri (proventi) non ricorrenti										(246)				(246)
- altri special item										1.407			(33)	1.374
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										6.869			(99)	6.770

(a) Per effetto del piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item.

Dettaglio degli special item (include le discontinued operations)

2010	(€ milioni)	2011	2012
(246)	Oneri (proventi) non ricorrenti	69	
(246)	di cui: sanzioni (utilizzi) a fronte di procedimenti antitrust, regolatori e altre	69	
2.536	Altri special item	1.498	4.795
702	- svalutazioni	1.022	4.029
(248)	- plusvalenze su cessione di asset	(61)	(570)
95	- accantonamenti a fondo rischi	88	945
1.369	- oneri ambientali	186	134
423	- oneri per incentivazione all'esodo	209	66
(2)	- componente valutativa dei derivati su commodity	15	(1)
216	- differenze e derivati su cambi	(85)	(79)
(19)	- altro	124	271
2.290	Special item dell'utile operativo	1.567	4.795
(181)	Oneri (proventi) finanziari	89	202
	di cui:		
(216)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo	85	79
(324)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(883)	(5.408)
	di cui:		
(332)	plusvalenze da cessione	(1.118)	(2.354)
	di cui: trasporto internazionale	(1.044)	
	Galp		(311)
	Snam		(2.019)
	plusvalenze da rivalutazione di partecipazioni		(3.151)
	di cui: Galp		(1.700)
	Snam		(1.451)
28	svalutazioni di partecipazioni	191	156
(624)	Imposte sul reddito	60	(31)
	di cui:		
	- svalutazione imposte anticipate imprese italiane		803
	- adeguamento fiscalità differite su PSA	552	
29	- linearizzazione effetto fiscale dividendi intercompany e altro	29	147
(653)	- fiscalità su special item	(521)	(981)
1.161	Totale special item dell'utile netto	833	(442)

Dettaglio delle svalutazioni

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
258	Svalutazione asset materiali/immateriali	893	2.679	1.786
430	Svalutazione goodwill	152	1.347	1.195
	Rivalutazioni	(15)	(3)	12
688	Sub totale	1.030	4.023	2.993
4	Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti	1	6	5
692	Totale svalutazioni	1.031	4.029	2.998

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)	31 dicembre 2011	31 dicembre 2012	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	73.578	63.466	(10.112)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.433	2.538	105
Attività immateriali	10.950	4.487	(6.463)
Partecipazioni	6.242	9.350	3.108
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.740	1.457	(283)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.576)	(1.142)	434
	93.367	80.156	(13.211)
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	7.575	8.496	921
Crediti commerciali	17.709	19.966	2.257
Debiti commerciali	(13.436)	(14.993)	(1.557)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.503)	(3.318)	185
Fondi per rischi e oneri	(12.735)	(13.603)	(868)
Altre attività (passività) d'esercizio	281	2.347	2.066
	(4.109)	(1.105)	3.004
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.039)	(982)	57
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	206	155	(51)
CAPITALE INVESTITO NETTO	88.425	78.224	(10.201)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	55.472	59.199	3.727
Interessenze di terzi	4.921	3.514	(1.407)
Patrimonio netto	60.393	62.713	2.320
Indebitamento finanziario netto	28.032	15.511	(12.521)
COPERTURE	88.425	78.224	(10.201)

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

L'apprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2011 (cambio EUR/USD 1,319 al 31 dicembre 2012, contro 1,294 al 31 dicembre 2011, +2%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2012, una riduzione del capitale investito netto di €709 milioni, del patrimonio netto di €717 milioni e l'incremento dell'indebitamento finanziario netto di €8 milioni.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2012 ammonta a €78.224 milioni con una riduzione di €10.201 milioni rispetto al 31 dicembre 2011 per effetto del deconsolidamento degli asset di Snam e delle sue controllate a seguito della perdita di controllo nell'ambito della transazione con Cassa Depositi e Prestiti.

Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato (€80.156 milioni) è diminuito di

€13.211 milioni rispetto al 31 dicembre 2011 per effetto, oltre che del citato deconsolidamento di Snam, degli ammortamenti e svalutazioni di €13.561 milioni, parzialmente compensati dagli investimenti tecnici dell'esercizio (€12.761 milioni).

La voce Partecipazioni, in aumento di €3.108 milioni, accoglie le azioni di Snam e Galp che residuano dopo la cessione rispettivamente del controllo e del collegamento e che sono classificate tra i titoli disponibili per la vendita con valore di iscrizione iniziale pari ai prezzi correnti di borsa alle rispettive transaction date e adeguamento ai prezzi di borsa a fine esercizio al netto di eventuali cessioni. Il pacchetto azionario residuo in Snam pari al 20,2% del capitale votante è iscritto al valore finale di €2.408 milioni, sostanzialmente invariato rispetto alla rilevazione iniziale. Le azioni Galp residue a fine periodo pari al 24,34% del capitale sociale dell'entità sono iscritte al valore di €2.374 milioni che tiene conto della rivalutazione del patrimonio netto di Galp per l'operazione

Petrogal di €835 milioni, dell'adeguamento al prezzo di borsa alla perdita di collegamento pari a €865 milioni e del successivo adeguamento al prezzo di borsa di fine periodo pari a €198 milioni, al netto delle quote cedute per €652 milioni (il 5% al socio Amorim BV e il 4% nell'ambito di un collocamento con investitori istituzionali). I debiti netti per attività di investimento/disinvestimento sono diminuiti per effetto della rilevazione del credito relativo alla cessione del 10% dell'interessenza Eni nel giacimento Karachaganak alla controparte di Stato kazakha KazMunaiGas il cui valore residuo a fine periodo ammonta a €212 milioni a seguito del rimborso delle rate dovute in base al piano definito nell'accordo.

Capitale di esercizio netto

Il capitale di esercizio netto (-€1.105 milioni) è aumentato di €3.004 milioni per effetto:

- dell'incremento della voce Altre attività d'esercizio nette di €2.066 milioni in relazione a: (i) deconsolidamento di Snam; (ii) pagamento del debito verso i fornitori di gas in essere al 31 dicembre 2011 e di parte dei debiti maturati nel 2012 (circa

€500 milioni) relativi all'importo dei volumi per i quali è maturato in capo a Eni l'obbligo di take-or-pay in adempimento ai relativi contratti di acquisto;

- dell'incremento delle rimanenze (+€921 milioni) in particolare i lavori in corso su ordinazione;
- dell'aumento di €700 milioni del saldo crediti/debiti commerciali in particolare nel settore Gas & Power.

Questi fenomeni sono stati parzialmente compensati dall'incremento del fondo per rischi e oneri a seguito principalmente dell'accantonamento a fronte della revisione prezzi dei contratti gas e altre revisioni di stima connesse alla riduzione dei tassi di sconto.

Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili (€155 milioni) riguardano essenzialmente asset non strategici della Divisione Exploration & Production e la partecipazione Super Octanos della Divisione Refining & Marketing.

Indebitamento finanziario netto e leverage

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado

di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(€ milioni)	31 dicembre 2011	31 dicembre 2012	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	29.597	24.463	(5.134)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.495	5.184	(1.311)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	23.102	19.279	(3.823)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.500)	(7.765)	(6.265)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(37)	(34)	3
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(28)	(1.153)	(1.125)
Indebitamento finanziario netto	28.032	15.511	(12.521)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	60.393	62.713	2.320
Leverage	0,46	0,25	(0,21)

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2012 è pari a €15.511 milioni con una riduzione di €12.521 milioni rispetto al 2011 principalmente per effetto della cessione di circa il 30% di Snam a Cassa Depositi e Prestiti per il corrispettivo di €3.517 milioni e, a seguito della perdita del controllo, del deconsolidamento del debito finanziario di Snam pari a €12.448 milioni. Alla data della perdita del controllo Snam aveva rimborsato la maggior parte dei finanziamenti intercompany.

I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a €24.463 milioni, di cui €5.184 milioni a breve termine (comprensivi delle quote

in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €2.961 milioni) e €19.279 milioni a lungo termine.

I **crediti finanziari non strumentali all'attività operativa** di €1.153 milioni includono il credito vantato da Eni nei confronti di Cassa Depositi e Prestiti relativo all'ammontare della terza tranche della transazione Snam (€879 milioni) che è stato incassato a febbraio 2013.

Il **leverage**, rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi, è pari a 0,25 (0,46 al 31 dicembre 2011).

Prospetto dell'utile complessivo

2010	(€ milioni)	2011	2012
7.383	Utile netto	7.803	8.673
	Altre componenti dell'utile complessivo:		
2.169	<i>Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	1.031	(717)
	<i>Valutazione al fair value della partecipazione in Galp</i>		133
	<i>Valutazione al fair value della partecipazione in Snam</i>		8
443	<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	352	(102)
(9)	<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	(6)	16
(10)	<i>Quota di pertinenza delle altre componenti dell'utile complessivo delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	(13)	7
(175)	<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo</i>	(128)	32
2.418		1.236	(623)
9.801	Totale utile complessivo	9.039	8.050
	di competenza:		
8.699	- azionisti Eni	8.097	7.183
1.102	- interessenze di terzi	942	867

Patrimonio netto

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2011		60.393
Utile complessivo dell'esercizio	8.050	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.840)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(686)	
Effetto cessione Snam sulle interessenze di terzi	(1.602)	
Plusvalenza cessione Snam	371	
Cessione azioni proprie Saipem	29	
Diritti decaduti stock option	(7)	
Acquisto quote Altagaz SA e Tigáz Zrt	(7)	
Altre variazioni	12	
Totale variazioni		2.320
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2012		62.713
<i>di competenza:</i>		
- azionisti Eni		59.199
- interessenze di terzi		3.514

Il **patrimonio netto comprese le interessenze di terzi** (€62.713 milioni) è aumentato di €2.320 milioni. Tale incremento riflette l'utile complessivo dell'esercizio (€8.050 milioni) dato principalmente dall'utile di conto economico di €8.673 milioni, dal provento da rivalutazione delle partecipazioni Galp e Snam al prezzo di borsa a fine periodo (+€133 milioni e +€8 milioni, rispettivamente) rilevate tra le componenti dell'utile complessivo poiché classificate come attività finanziarie disponibili per la vendita, con esclusione delle quote di tali partecipazioni a servizio dei prestiti convertibili emessi per le quali il management ha attivato la rilevazione a conto economico in applicazione della fair value option prevista dai

principi contabili di riferimento. Le differenze cambio relative alla conversione dei patrimoni netti in valuta sono state negative per €717 milioni. Il total equity è aumentato per effetto della cessione di una quota di minoranza di Snam pari al 5% prima della perdita del controllo comportando un aumento del patrimonio di competenza Eni pari alla differenza tra il prezzo incassato e il valore di iscrizione nel bilancio consolidato Eni (€371 milioni). Tali variazioni in aumento sono state parzialmente compensate dalla riduzione per distribuzione dividendi da parte Eni e delle controllate quotate (per complessivi €4.526 milioni) e dell'effetto del deconsolidamento di Snam sulle interessenze di terzi (€1.602 milioni).

Prospetto di raccordo del risultato d'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2011	2012	31 dicembre 2011	31 dicembre 2012
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	4.213	9.078	35.255	40.577
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	3.972	258	24.355	21.663
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(320)	(2.683)	4.400	1.503
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	(248)	1.222	(673)	739
- eliminazione di utili infragruppo	115	638	(4.291)	(2.652)
- imposte sul reddito differite e anticipate	71	160	1.337	873
- altre rettifiche			10	10
	7.803	8.673	60.393	62.713
Interessenza di terzi	(943)	(885)	(4.921)	(3.514)
Come da bilancio consolidato	6.860	7.788	55.472	59.199

Rendiconto finanziario riclassificato

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutory al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa

relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Rendiconto finanziario riclassificato ^(a)

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
7.264	Utile netto - continuing operations	7.877	4.941	(2.936)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>			
8.521	- ammortamenti e altri componenti non monetari	8.606	11.354	2.748
(558)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(1.176)	(875)	301
8.829	- dividendi, interessi e imposte	9.918	11.923	2.005
(1.158)	Variazione del capitale di esercizio	(1.696)	(3.373)	(1.677)
(8.758)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(9.766)	(11.614)	(1.848)
14.140	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	13.763	12.356	(1.407)
554	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	619	15	(604)
14.694	Flusso di cassa netto da attività operativa	14.382	12.371	(2.011)
(12.450)	Investimenti tecnici - continuing operations	(11.909)	(12.761)	(852)
(1.420)	Investimenti tecnici - discontinued operations	(1.529)	(756)	773
(13.870)	Investimenti tecnici	(13.438)	(13.517)	(79)
(410)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(360)	(569)	(209)
1.113	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	1.912	6.014	4.102
228	Altre variazioni relative all'attività di investimento	627	(136)	(763)
1.755	Free cash flow	3.123	4.163	1.040
(26)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa ^(b)	41	(83)	(124)
2.272	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	1.104	5.947	4.843
(4.099)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.327)	(3.746)	581
39	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	10	(16)	(26)
(59)	FLUSSO DI CASSA NETTO	(49)	6.265	6.314

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
1.755	Free cash flow	3.123	4.163	1.040
(33)	Debiti e crediti finanziari società acquisite		(2)	(2)
	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	(192)	12.446	12.638
(687)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(517)	(340)	177
(4.099)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.327)	(3.746)	581
(3.064)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(1.913)	12.521	14.434

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

(b) La voce include i flussi di cassa di certe attività finanziarie non strumentali all'attività operativa (titoli, depositi vincolati) che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria) sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto. Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
	Investimenti:			
(50)	- titoli	(21)		21
(13)	- crediti finanziari	(26)	(1.131)	(1.105)
(63)		(47)	(1.131)	(1.084)
	Disinvestimenti:			
5	- titoli	71	4	(67)
32	- crediti finanziari	17	1.044	1.027
37		88	1.048	960
(26)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	41	(83)	(124)

Il **flusso di cassa netto da attività operativa delle continuing operations** è stato di €12.356 milioni. Tale flusso di cassa e gli incassi da dismissioni di €6.014 milioni hanno sostanzialmente coperto i fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (€12.761 milioni) e finanziari (€569 milioni), relativi all'acquisizione di Nuon in Belgio e investimenti tramite joint venture, e al pagamento dei dividendi di €4.379 milioni (di cui €1.956 milioni relativi all'acconto dividendo 2012 e €1.884 milioni al saldo dividendo 2011 agli azionisti Eni e i rimanenti agli azionisti di minoranza in particolare di Snam e Saipem). Gli incassi da dismissione han-

no riguardato la cessione della quota del 30% meno un'azione di Snam a Cassa Depositi e Prestiti (€3.517 milioni), due tranches della partecipazione Galp (complessivi €963 milioni di cui il 5% al socio Amorim BV e il 4% tramite collocamento con investitori istituzionali), l'interessenza del 10% nel giacimento di Karachaganak (circa €500 milioni) e altri asset non strategici nel settore Exploration & Production (€695 milioni). L'incasso relativo alla cessione di una quota di minoranza del 5% del capitale sociale di Snam prima della perdita del controllo (€612 milioni) è stato rilevato a beneficio del flusso di cassa del capitale proprio.

Investimenti tecnici

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.	Var. %
9.690	Exploration & Production	9.435	10.307	872	9,2
	- acquisto di riserve proved e unproved	754	43		
1.012	- ricerca esplorativa	1.210	1.850		
8.578	- sviluppo	7.357	8.304		
100	- altro	114	110		
265	Gas & Power	192	225	33	17,2
248	- mercato	184	212		
17	- trasporto internazionale	8	13		
711	Refining & Marketing	866	842	(24)	(2,8)
446	- raffinazione, supply e logistica	629	622		
246	- marketing	228	220		
19	- altre attività	9			
251	Chimica	216	172	(44)	(20,4)
1.552	Ingegneria & Costruzioni	1.090	1.011	(79)	(7,2)
22	Altre attività	10	14	4	..
109	Corporate e società finanziarie	128	152	24	18,8
(150)	Effetto eliminazione utili interni	(28)	38	66	
12.450	Investimenti tecnici - continuing operations	11.909	12.761	852	7,2
1.420	Investimenti tecnici - discontinued operations	1.529	756	(773)	(50,6)
13.870	Investimenti tecnici	13.438	13.517	79	0,6

Nel 2012, gli **investimenti tecnici delle continuing operations** di €12.761 milioni hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Congo, Italia, Kazakistan, Angola ed Algeria, e le attività di ricerca esplorativa con investimenti concentrati per il 98% all'estero, in particolare in Mozambico, Liberia, Ghana, Indonesia, Nigeria, Angola e Australia;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€1.011 milioni) per l'upgrading della flotta;
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (€622 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, in particolare presso la Raffineria di Sannazzaro, nonché nel marketing, la ristrutturazione e il rebranding della rete di di-

- distribuzione di prodotti petroliferi (€220 milioni);
- iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€131 milioni).

Il **flusso di cassa del capitale proprio** (€3.746 milioni) ha riguardato il pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (€3.840 milioni, di cui €1.956 milioni relativi all'acconto dividendo 2012) e i pagamenti di dividendi agli azionisti di Snam, Saipem e altre minority (€539 milioni), nonché l'incasso relativo alla cessione di una quota di minoranza del 5% del capitale sociale di Snam ante perdita del controllo (€612 milioni) rilevato a beneficio del flusso di cassa del capitale proprio.

Principali informazioni finanziarie delle discontinued operations

Di seguito sono rappresentati i principali dati economico-finanziari delle discontinued operations al netto e al lordo delle partite intercompany, riferite per il 2012 fino alla data di perdita del controllo (convenzionalmente fissata al 1° ottobre 2012).

Snam - risultati transazioni con parti terze

(€ milioni)	2011	2012
Totale ricavi	1.906	1.886
Costi operativi	(1.274)	(998)
Utile operativo	632	888
Oneri/proventi finanziari	17	(51)
Utile prima delle plusvalenze	697	875
Plusvalenza da cessione		2.019
Plusvalenza da rivalutazione		1.451
Utile ante imposte	697	4.345
Imposte sul reddito	(771)	(568)
Imposte sulle plusvalenze		(45)
Utile netto	(74)	3.732
di cui:		
- azionisti Eni	(42)	3.590
- interessenze di terzi	(32)	142
Utile netto per azione	-	0,99
Indebitamento finanziario netto	-	11.416
Flusso di cassa da attività operativa	619	15
Flusso di cassa da attività di investimento	(1.516)	(1.004)
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(356)	11.172
Investimenti tecnici	1.529	756

Snam - risultati transazioni con parti terze e gruppo

(€ milioni)	2011	2012
Totale ricavi	3.662	2.754
Costi operativi	(1.578)	(1.078)
Utile operativo	2.084	1.676
Oneri/proventi finanziari	(497)	(376)
Utile prima delle plusvalenze	1.635	1.338
Plusvalenza da cessione		2.019
Plusvalenza da rivalutazione		1.451
Utile ante imposte	1.635	4.808
Imposte sul reddito	(771)	(568)
Imposte sulle plusvalenze		(45)
Utile netto	864	4.196
di cui:		
- azionisti Eni	479	3.839
- interessenze di terzi	385	356
Utile netto per azione	0,13	1,06
Indebitamento finanziario netto	11.197	12.448
Flusso di cassa da attività operativa	1.572	412
Flusso di cassa da attività di investimento	(1.655)	(1.070)
Flusso di cassa da attività di finanziamento	18	663
Investimenti tecnici	1.529	756

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)		31 dicembre 2011		31 dicembre 2012	
Voci dello stato patrimoniale riclassificato					
(dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)					
	Riferimento alle note al Bilancio consolidato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			73.578		63.466
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			2.433		2.538
Attività immateriali			10.950		4.487
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni			6.242		9.350
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9 e nota 18)		1.740		1.457
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.576)		(1.142)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 9)	169		209	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 20)	535		752	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 22)	(2.280)		(2.103)	
Totale Capitale immobilizzato			93.367		80.156
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			7.575		8.496
Crediti commerciali	(vedi nota 9)		17.709		19.966
Debiti commerciali	(vedi nota 22)		(13.436)		(14.993)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(3.503)		(3.318)
- passività per imposte sul reddito correnti		(2.092)		(1.622)	
- passività per altre imposte correnti		(1.896)		(2.162)	
- passività per imposte differite		(7.120)		(6.740)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 30)			(1)	
- attività per imposte sul reddito correnti		549		771	
- attività per altre imposte correnti		1.388		1.230	
- attività per imposte anticipate		5.514		4.913	
- altre attività per imposte	(vedi nota 20)	154		293	
Fondi per rischi e oneri			(12.735)		(13.603)
Altre attività (passività), composte da:			281		2.347
- titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 8)	225		201	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9)	468		440	
- altri crediti	(vedi nota 9)	6.059		6.625	
- altre attività (correnti)		2.326		1.624	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 20)	3.536		3.355	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 22)	(7.196)		(6.485)	
- altre passività (correnti)		(2.237)		(1.437)	
- altri debiti, altre passività	(vedi nota 30)	(2.900)		(1.976)	
Totale Capitale di esercizio netto			(4.109)		(1.105)
Fondi per benefici ai dipendenti			(1.039)		(982)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			206		155
composte da:					
- attività destinate alla vendita		230		516	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(24)		(361)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			88.425		78.224
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi			60.393		62.713
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			29.597		24.463
- passività finanziarie a lungo termine		23.102		19.279	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.036		2.961	
- passività finanziarie a breve termine		4.459		2.223	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(1.500)		(7.765)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 8)		(37)		(34)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9)		(28)		(1.153)
Totale Indebitamento finanziario netto ^(a)			28.032		15.511
COPERTURE			88.425		78.224

[a] Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 26 al Bilancio consolidato.

Rendiconto finanziario riclassificato

(€ milioni)	2011		2012	
Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile netto del periodo - continuing operations		7.877		4.941
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		8.606		11.354
- ammortamenti	7.755		9.538	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	1.030		4.023	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(500)		(278)	
- altre variazioni	331		(1.945)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	(10)		16	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(1.176)		(875)
Dividendi, interessi e imposte		9.918		11.923
- dividendi	(659)		(431)	
- interessi attivi	(99)		(108)	
- interessi passivi	773		803	
- imposte sul reddito	9.903		11.659	
Variazione del capitale di esercizio		(1.696)		(3.373)
- rimanenze	(1.400)		(1.395)	
- crediti commerciali	218		(3.184)	
- debiti commerciali	34		2.029	
- fondi per rischi e oneri	109		338	
- altre attività e passività	(657)		(1.161)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(9.766)		(11.614)
- dividendi incassati	955		988	
- interessi incassati	99		91	
- interessi pagati	(927)		(825)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(9.893)		(11.868)	
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		13.763		12.356
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations		619		15
Totale flusso di cassa		14.382		12.371
Investimenti tecnici		(13.438)		(13.517)
- attività materiali	(11.658)		(11.222)	
- attività immateriali	(1.780)		(2.295)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(360)		(569)
- partecipazioni	(245)		(391)	
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(115)		(178)	
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		1.912		6.014
- attività materiali	154		1.229	
- attività immateriali	41		61	
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	1.006		3.521	
- partecipazioni	711		1.203	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		627		(136)
- investimenti finanziari: titoli	(62)		(17)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(715)		(1.634)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	379		54	
riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	47		1.131	
- disinvestimenti finanziari: titoli	128		52	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	695		1.578	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	243		(252)	
riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(88)		(1.048)	
Free cash flow		3.123		4.163

segue **Rendiconto finanziario riclassificato**

[€ milioni]	2011		2012	
	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale				
Free cash flow		3.123		4.163
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		41		(83)
<i>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	(47)		(1.131)	
<i>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	88		1.048	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		1.104		5.947
- assunzione debiti finanziari non correnti	4.474		10.484	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(889)		(3.784)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(2.481)		(753)	
Flusso di cassa del capitale proprio		(4.327)		(3.746)
- apporti netti di capitale proprio da terzi	26			
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.695)		(3.840)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(552)		(539)	
- cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(126)		604	
- cessione netta di azioni proprie diverse dalla controllante	17		29	
- cessione (acquisto) di azioni proprie	3			
Effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti		17		(12)
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(7)		(4)
Flusso di cassa netto del periodo		(49)		6.265

Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

Operazioni straordinarie

Nel 2012 sono state effettuate le seguenti operazioni straordinarie:

- fusioni di Agosta Srl, Eni Gas & Power Belgium SpA, Eni Hellas SpA, Toscana Energia Clienti SpA; l'efficacia degli atti di fusione è avvenuta a decorrere dal 1° novembre 2012. Gli effetti contabili e fiscali delle operazioni decorrono dal 1° gennaio 2012¹;
- cessione del ramo d'azienda "Gestione amministrativa credito retail Gas & Power" a Eni Adfin SpA. L'atto di cessione è stato stipulato in data 20 dicembre 2011, con efficacia dal 1° gennaio 2012;
- cessione del ramo d'azienda "Coordinamento Servizi Amministrativi" da Toscana Energia Clienti SpA (fusa per incorporazione in Eni SpA) a Eni Adfin SpA. L'atto di cessione è stato stipulato in data 29 maggio 2012, con efficacia dal 1° giugno 2012;
- acquisizione del ramo d'azienda costituito da 8 punti vendita da

Eni Rete oil&nonoil SpA. L'atto di acquisizione è stato stipulato in data 3 agosto 2012, con efficacia dal 1° settembre 2012;

- cessione di ramo d'azienda a Petra SpA costituito da un'area sita nel Comune di Ravenna e costituita da terreno, serbatoi e oleodotti. L'atto di cessione è stato stipulato in data 30 maggio 2012, con efficacia dal giorno stesso della sottoscrizione.

In conformità alle disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 5, i proventi da rivalutazione e da cessione relativi alla partecipazione nella Snam SpA e i dividendi percepiti dalla stessa sono stati rappresentati nel 2012 come "discontinued operations" in relazione alla cessione del controllo così come previsto dalla Legge n. 27/2012 sulle liberalizzazioni. Gli esercizi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

Conto economico

2010	(€ milioni)	2011	2011 Riesposto	2012	Var. ass. vs Riesposto
35.251	Ricavi della gestione caratteristica	45.492	45.603	51.197	5.594
273	Altri ricavi e proventi	278	283	267	(16)
(34.168)	Costi operativi	(44.902)	(45.016)	(51.219)	(6.203)
270	di cui (oneri) proventi non ricorrenti				
4	Altri proventi e oneri operativi	115	115	(173)	(288)
(923)	Ammortamenti e svalutazioni	(1.277)	(1.278)	(1.126)	152
437	Utile operativo	(294)	(293)	(1.054)	(761)
(122)	Proventi (oneri) finanziari netti	(256)	(255)	(711)	(456)
5.511	Proventi netti su partecipazioni	4.339	4.338	8.666	4.328
(24)	di cui (oneri) proventi non ricorrenti				
5.826	Utile prima delle imposte	3.789	3.790	6.901	3.111
(71)	Imposte sul reddito	(17)	(19)	(694)	(675)
5.755	Utile netto del periodo - continuing operations	3.772	3.771	6.207	2.436
424	Utile netto del periodo - discontinued operations	441	441	2.871	2.430
6.179	Utile netto	4.213	4.212	9.078	4.866

Utile netto

Nel 2012 l'utile netto di €9.078 milioni è relativo a continuing operations per €6.207 milioni e a discontinued operations per €2.871 milioni. L'utile netto delle continuing operations è aumentato di €2.436 milioni per effetto essenzialmente dei maggiori proventi netti su partecipazioni, relativi: (i) alla cessione del 28,57% del capitale sociale di Eni East Africa SpA alla Società Ionica SpA interamente controllata; (ii) alla cessione del 9% del capitale di Galp Energia SGPS SA che ha determinato il venir meno del rapporto di collegamento con la conseguente rivalutazione della partecipazione residua al valore di

mercato della data del 20 luglio; (iii) ai maggiori dividendi percepiti. Tali effetti positivi sono stati in parte compensati dalla flessione del risultato operativo essenzialmente dovuto alla Divisione Gas & Power e alla Divisione Refining & Marketing e dalle maggiori imposte sul reddito. Le discontinued operations di €2.871 milioni riguardano essenzialmente la plusvalenza sulla cessione della quota di controllo di Snam SpA a Cassa Depositi e Prestiti (CDP) e la rivalutazione ai valori di mercato rilevata alla data di cessione del controllo avvenuta il 15 ottobre 2012.

(1) Al fine di consentire il raffronto con l'esercizio precedente e in applicazione dell'OPI 2, sono stati riesposti gli schemi riclassificati di stato patrimoniale e di conto economico 2011 che assumono l'efficacia delle incorporazioni al 1° gennaio 2011; conseguentemente sono stati eliminati i rapporti tra Eni SpA e le società e tra le società stesse. Per effetto dell'operazione sopra descritta e in coerenza con le attività svolte dalla Società, nella segment information gli elementi patrimoniali ed economici rivenienti dalla fusione di Agosta Srl sono attribuiti alla Divisione Exploration & Production, quelli rivenienti dalla fusione di Eni Gas & Power Belgium SpA, Eni Hellas SpA, Toscana Energia Clienti SpA sono attribuiti alla Divisione Gas & Power.

Analisi delle voci del conto economico

I motivi delle variazioni più significative delle voci di conto economico di Eni SpA se non espressamente indicate di segui-

to, sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

Ricavi della gestione caratteristica

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
2.712	Divisione Exploration & Production	3.490	3.739	249
16.781	Divisione Gas & Power	22.107	26.316	4.209
18.194	Divisione Refining & Marketing	23.364	24.720	1.356
853	Corporate	939	965	26
(3.289)	Elisioni	(4.297)	(4.543)	(246)
35.251		45.603	51.197	5.594

I **ricavi** della Divisione Exploration & Production (€3.739 milioni) sono aumentati di €249 milioni, pari al 7,1%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento del prezzo di vendita in euro del greggio (7,5%) e dell'aumento del prezzo di vendita del gas naturale (3,6%); (ii) dell'aumento dei volumi di idrocarburi prodotti, pari al 5,4%, equivalente a 2,8 milioni di boe, connesso all'entrata in produzione di nuovi impianti in Val d'Agri e nell'offshore adriatico; (iii) dei maggiori ricavi per prestazioni di servizi alle consociate estere.

I **ricavi** della Divisione Gas & Power (€26.316 milioni) sono aumentati di €4.209 milioni, pari al 19%, per effetto essenzialmente dell'andamento dei parametri energetici di riferimento dei prezzi di vendita del gas e del cambio euro/dollaro e dei maggiori

volumi di gas venduti all'estero grazie anche all'integrazione del portafoglio Eni Gas & Power NV (ex Distrigas NV).

I **ricavi** della Divisione Refining & Marketing (€24.720 milioni) sono aumentati di €1.356 milioni, pari al 5,8%, a seguito essenzialmente: (i) dell'effetto dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro; (ii) dell'aumento dei prezzi di vendita in dollari dei prodotti petroliferi. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla diminuzione dei volumi di vendita dei prodotti.

I **ricavi** della Corporate (€965 milioni) aumentano di €26 milioni, pari al 2,8% a seguito essenzialmente dei maggiori addebiti alle Divisioni e alle società del Gruppo in relazione ai maggiori servizi resi.

Utile operativo

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
818	Divisione Exploration & Production	1.579	1.742	163
222	Divisione Gas & Power	(999)	(1.664)	(665)
(35)	Divisione Refining & Marketing	(355)	(894)	(539)
(544)	Corporate	(465)	(383)	82
(24)	Eliminazione utili interni ^(a)	(53)	145	198
437	Utile operativo	(293)	(1.054)	(761)
(684)	Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b)	(930)	(145)	785
(247)	Utile operativo a valori correnti	(1.223)	(1.199)	24

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni interdivisionali di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

(b) L'utile operativo a valori correnti deriva dal raffronto tra i ricavi e i costi correnti dei prodotti venduti con esclusione perciò dell'utile o della perdita di magazzino che deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato.

Divisione Exploration & Production

L'**utile operativo** della Divisione Exploration & Production (€1.742 milioni) è aumentato di €163 milioni, pari al 10,3%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento del prezzo di vendita in euro del greggio (7,5%) e del gas naturale (3,6%); (ii) dell'aumento dei volumi di idrocarburi prodotti; (iii) dei minori oneri

operativi sui derivati relativi alle operazioni di copertura in ottica Gruppo terminate a dicembre 2011; (iv) dell'aumento dei ricavi per prestazioni di servizi alle consociate; (v) della diminuzione del costo lavoro. Tali aumenti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'aumento degli ammortamenti e svalutazioni; (ii) dall'aumento dei costi di esercizio.

Divisione Gas & Power

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
222	Utile (perdita) operativa	(999)	(1.664)	(665)
(95)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(144)	52	196
127	Utile (perdita) operativa a valori correnti	(1.143)	(1.612)	(469)
(270)	di cui oneri (proventi) non ricorrenti			

La **perdita operativa a valori correnti** della Divisione Gas & Power (€1.612 milioni) è aumentata di €469 milioni, pari al 41%, a seguito essenzialmente: (i) dello scenario energetico economico sfavorevole; (ii) della pressione competitiva che ha compresso i margini unitari e ridotto le opportunità di vendita; (iii)

dell'onere netto di alcune price revision relative a contratti di approvvigionamento gas prevalentemente relative a volumi non di competenza dell'esercizio. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dal migliorato mix di approvvigionamento a seguito della piena ripresa delle forniture libiche.

Divisione Refining & Marketing

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
(35)	Utile (perdita) operativa	(355)	(894)	(539)
(610)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(852)	(33)	819
(645)	Utile (perdita) operativa a valori correnti	(1.207)	(927)	280

La **perdita operativa a valori correnti** della Divisione Refining & Marketing (€927 milioni) è diminuita di €280 milioni a seguito essenzialmente: (i) delle minori svalutazioni di asset; (ii) delle azioni di efficienza e ottimizzazione in area raffinazione; (iii) dei minori costi per esodi agevolati. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal peggioramento del risultato del business rete determinato dalla campagna "riparti con eni" e dalla contrazione dei consumi.

Corporate

La **perdita operativa** di Corporate (€383 milioni) è diminuita di €82 milioni, pari al 17,6%, essenzialmente a seguito dei minori accantonamenti netti per oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate alla Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni nell'Agricoltura SpA e nella Singea SpA.

Imposte sul reddito

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
Imposte correnti				
(62)	IRES	(77)	77	154
(54)	IRAP	(50)	(17)	33
(240)	Addizionale Legge 133/08	(170)	(250)	(80)
(356)		(297)	(190)	107
1	Imposta sostitutiva Legge 133/08			
22	Imposte differite	19	(6)	(25)
262	Imposte anticipate	259	368	109
	Svalutazione imposte anticipate		(866)	(866)
285		278	(504)	(782)
(71)		(19)	(694)	(675)

Le **imposte sul reddito** di €694 milioni sono aumentate di €675 milioni a seguito essenzialmente: (i) della svalutazione delle imposte anticipate effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità in funzione degli imponibili futuri attesi (€866 milioni); (ii) dell'adeguamento della fiscalità anticipata e differita relativa all'addizionale all'IRES di cui all'art. 81, commi da 16 a 18 del DL 25 giugno 2008, n. 112 per tenere conto delle mutate prospettive di redditività negli anni in cui sono ipotizzati i rigiri delle differenze temporanee (€184 milioni); (iii) del maggior ammontare delle plusvalenze su partecipazioni che hanno concorso alla formazione del reddito imponibile (€122 milioni); (iv) del maggior importo dell'addizionale all'IRES di cui alla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009 di competenza dell'esercizio (€80 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dal minor risultato operativo (€318 milioni); (ii) dal minor risultato della gestione finanziaria netta (€173 milioni).

Lo stanziamento di imposte differite di €6 milioni è relativo essenzialmente alla rivalutazione di partecipazioni di cui è prevista la vendita. Tale effetto è stato parzialmente compensato: (i) dalla quota indeducibile di ammortamento degli oneri di smantellamento e ripristino siti e degli oneri finanziari capitalizzati sui cespiti (€13 milioni); (ii) dal rigiro di imposte differite relative alle differenze attive di cambio non realizzate al 31 dicembre 2011 al netto dei relativi stanziamenti (€12 milioni).

Lo stanziamento di imposte anticipate di €368 milioni è essenzialmente relativo: (i) alla perdita fiscale ai fini IRES stimata per l'esercizio 2012 di Eni SpA e le società incluse nel consolidato fiscale alle quali non compete una remunerazione di tale perdita (€224 milioni); (ii) all'accantonamento di fondi rischi al netto dei

relativi utilizzi (€193 milioni); (iii) agli ammortamenti effettuati in eccesso rispetto ai limiti di deducibilità fiscale e alle svalutazioni di cespiti al netto dei relativi rigiri (€100 milioni); (iv) agli interessi passivi indeducibili ai soli effetti dell'addizionale all'IRES di cui all'art. 81, commi da 16 a 18 del DL 25 giugno 2008, n. 112 (€54 milioni) e ad altri fenomeni di minore importo. Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dall'adeguamento della fiscalità anticipata effettuato per tener conto delle modifiche dell'aliquota dell'addizionale all'IRES di cui all'art. 81, commi da 16 a 18 del DL 25 giugno 2008, n. 112 previste negli anni in cui sono ipotizzati i rigiri delle differenze temporanee (€168 milioni); (ii) dal rigiro di imposte anticipate relative alle differenze passive di cambio non realizzate al 31 dicembre 2011 al netto dei relativi stanziamenti (€28 milioni).

La differenza tra il tax rate effettivo (10,06%) e teorico (37,93%), pari al 27,87%, è dovuta essenzialmente: (i) alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con un effetto sul tax rate del 33,72%); (ii) alla quota non imponibile dei proventi su partecipazioni (30,97%). Tali effetti sono stati compensati: (i) dalla svalutazione di partecipazioni e dagli accantonamenti al fondo copertura perdite non deducibili, al netto dell'effetto della contabilizzazione delle imposte relative alle società incluse nel consolidato fiscale (17,35%); (ii) dalla svalutazione delle imposte anticipate effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità in funzione degli imponibili futuri attesi e dall'effetto di adeguamento delle imposte differite attive e passive dovuto alle modifiche attese dell'aliquota dell'addizionale all'IRES di cui all'art. 81, commi da 16 a 18 del DL 25 giugno 2008, n. 112 (14,93%); (iii) dallo stanziamento dell'addizionale all'IRES di cui alla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009 (con un effetto del 3,64%).

Discontinued operations

Di seguito sono rappresentati i principali dati economico-finanziari delle discontinued operations, al netto dell'effetto fiscale, di Eni SpA:

2010	(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
432	Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) - Dividendi	450	331	(119)
	Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) - Plusvalenze da cessione		1.638	1.638
	Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) - Proventi da valutazione al fair value		964	964
(8)	Imposte sul reddito	(9)	(62)	(53)
424	Totale	441	2.871	2.430

Il 15 ottobre 2012, a seguito del verificarsi delle condizioni sospensive tra le quali il nulla osta da parte dell'Antitrust, è stata perfezionata la cessione a Cassa Depositi e Prestiti ("CDP") della quota del 30% meno un'azione del capitale votante di Snam SpA in mano a Eni. L'operazione con CDP ha riguardato 1.013.619.522 azioni ordinarie dell'entità al prezzo unitario di €3,47 che corrisponde alla rilevazione di una plusvalenza di conto economico di €1.399 milioni. Il corrispettivo totale di €3.517 milioni è stato incassato per €2.638 milioni entro la data di bilancio; il saldo pari a circa €879 milioni è stato incassato il 28 febbraio 2013. L'operazione attua le disposizioni della Legge n. 27/2012 sulle "liberalizzazioni" che ha stabilito la separazione proprietaria di Snam da Eni (cd. "ownership unbundling"; ex D.Lgs. n. 93/2011) in conformità ai criteri, alle condizioni e alle modalità definite dal Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri emanato in data 25 maggio 2012 (il "DPCM") a garanzia della piena terzietà di Snam nei confronti della maggiore impresa di produzione e vendita di gas naturale in Italia. Inoltre, il DPCM ha stabilito la cessione della quota residua di Eni in Snam mediante procedure di vendita trasparenti e non discriminatorie rivolte al pubblico dei risparmiatori e degli investitori istituzionali. In tale ambito, il 18 luglio 2012 Eni ha finalizzato la cessione di una partecipazione pari al 5% del capitale sociale di Snam (178.559.406 azioni ordinarie) attraverso una procedura di "accelerated bookbuilding" rivolta a investitori istituzionali italiani ed esteri al prezzo unitario di €3,43 che ha comportato la rilevazione di una plusvalenza di conto economico di ulteriori €239 milioni. La partecipazione residua in Snam successiva

alla data di perdita del controllo è pari al 20,23% del capitale sociale dell'entità. Tale partecipazione è stata classificata come strumento finanziario disponibile per la vendita ed è stata valutata al fair value rappresentato dal prezzo di borsa corrente del 15 ottobre di €3,5 per azione che ha comportato l'iscrizione di una rivalutazione a conto economico di €964 milioni. Il successivo adeguamento di fair value è stato rilevato a patrimonio netto coerentemente con la classificazione della partecipazione come "disponibile per la vendita", al prezzo corrente al 31 dicembre 2012 (€8 milioni), con l'eccezione di quello relativo a n. 288.683.602 azioni al servizio del prestito obbligazionario convertibile², per la quale a seguito dell'esercizio della fair value option è stato rilevato a conto economico.

Alla data del 15 ottobre 2012, CDP possiede una partecipazione in Eni tale da poter esercitare un'influenza notevole. Inoltre, sia Eni, sia CDP sono soggette al comune controllo da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze. Pertanto la vendita a CDP si configura come operazione di maggiore rilevanza con parti correlate ai sensi del Regolamento Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 come modificato dalla delibera n. 17389 del 23 giugno 2010 e della Procedura adottata dalla Società³, in quanto supera gli indici di rilevanza applicabili alle operazioni di cessione ai sensi di tale regolamento (v. nota n. 41 "Rapporti con parti correlate" delle Note al bilancio di esercizio). Per maggiori informazioni sulla transazione si rinvia al Documento Informativo depositato il 6 giugno 2012 redatto ai sensi dell'art. 5 del citato Regolamento Consob e dell'art. 71 del Regolamento 11971/1999, disponibile sul sito internet eni.com.

[2] Per maggiori informazioni sul prestito obbligazionario convertibile, si rinvia alle Note al bilancio di esercizio.

[3] Approvata dal Consiglio di Amministrazione Eni il 18 novembre 2010 e disponibile sul sito internet eni.com, nella sezione "Governance - Parti correlate".

Stato patrimoniale riclassificato⁴

(€ milioni)	31 dicembre 2011	31 dicembre 2011	31 dicembre 2012	Var. ass. vs
		Riesposto		Riesposto
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari	6.402	6.403	6.927	524
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.441	2.441	2.664	223
Attività immateriali	1.037	1.095	1.155	60
Partecipazioni	31.772	31.685	32.024	339
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	12.226	12.226	3.155	(9.071)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(342)	(342)	(330)	12
	53.536	53.508	45.595	(7.913)
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze	2.324	2.324	2.448	124
Crediti commerciali	10.924	11.042	13.097	2.055
Debiti commerciali	(7.607)	(7.632)	(7.765)	(133)
Crediti/Debiti tributari e fondo imposte netto	1.716	1.720	985	(735)
Fondi per rischi e oneri	(2.776)	(2.784)	(4.093)	(1.309)
Altre attività (passività) d'esercizio	(630)	(650)	(604)	46
	3.951	4.020	4.068	48
Fondi per benefici ai dipendenti	(285)	(287)	(277)	10
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			15	15
CAPITALE INVESTITO NETTO	57.202	57.241	49.401	(7.840)
Patrimonio netto	35.255	35.259	40.577	5.318
Indebitamento finanziario netto	21.947	21.982	8.824	(13.158)
COPERTURE	57.202	57.241	49.401	(7.840)

I motivi delle variazioni più significative delle voci dello stato patrimoniale di Eni SpA se non espressamente indicate di seguito, sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

Capitale immobilizzato

Il **capitale immobilizzato** (€45.595 milioni) è diminuito di €7.913 milioni rispetto al 31 dicembre 2011 per effetto essenzialmente del rimborso da parte del Gruppo Snam dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa per €8,4 miliardi in relazione alla cessione della quota di controllo di Snam SpA a CDP.

Capitale di esercizio

Il **capitale di esercizio netto** (€4.068 milioni) è aumentato di €48 milioni a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento di €1.922 milioni del saldo crediti/debiti commerciali riconducibile all'incremento dei volumi venduti di gas ed alla crescita dei parametri energetici di riferimento per la formulazione dei prezzi di vendita del gas; (ii) dell'aumento dei "deferred cost" relativo all'importo dei volumi di gas non ritirati che determinano l'attivazione della clausola "pay"

(clausola di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale), valorizzato come credito in natura sulla base delle formule di prezzo previste contrattualmente o, se minore, al valore netto di realizzo in parte compensato degli anticipi maturati nei confronti di clienti somministrati per quantità di gas non ritirate (circa €422 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente assorbiti: (i) dai maggiori accantonamenti netti a fondo rischi (€824 milioni) relativi in particolare agli accantonamenti a fronte del prevedibile esito di alcuni arbitrati relativi ai prezzi di approvvigionamento del gas e altre revisioni di stima connesse alla riduzione dei tassi di sconto; (ii) dal decremento dei crediti/debiti tributari netti di €735 milioni relativo essenzialmente alla svalutazione delle imposte anticipate effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità in funzione degli imponibili futuri attesi; (iii) dall'accantonamento del fondo copertura perdita di imprese partecipate di €485 milioni relativo a Raffineria di Gela SpA.

Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le **attività destinate alla vendita e le passività direttamente associabili** di €15 milioni si riferiscono essenzialmente alla partecipazione in Isontina Reti Gas SpA (€12 milioni).

(4) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

Patrimonio netto

(€ milioni)

Patrimonio netto al 31 dicembre 2011		35.255
Avanzo/Disavanzo di fusione		4
Patrimonio netto al 31 dicembre 2011 post- fusione		35.259
<i>Incremento per:</i>		
Utile netto	9.078	
Variazione fair value partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	138	
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti	1	
		9.217
<i>Decremento per:</i>		
Acconto sul dividendo 2012	(1.956)	
Distribuzione saldo dividendo 2011	(1.884)	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(50)	
Diritti decaduti stock option	(7)	
Operazioni straordinarie under common control	(2)	
		(3.899)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2012		40.577

Indebitamento finanziario netto

(€ milioni)

	31 dicembre 2011	31 dicembre 2012	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	28.878	24.289	(4.589)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	<i>7.862</i>	<i>7.455</i>	<i>(407)</i>
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	<i>21.016</i>	<i>16.834</i>	<i>(4.182)</i>
Disponibilità liquide ed equivalenti	(356)	(6.400)	(6.044)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(6.540)	(9.065)	(2.525)
Indebitamento finanziario netto	21.982	8.824	(13.158)

Il decremento dell'indebitamento finanziario netto di €13.158 milioni è dovuto essenzialmente: (i) alle dismissioni di asset materiali e di quote di partecipazioni (€8.579 milioni), in particolare in Snam SpA, Eni East Africa SpA e Galp Energia SGPS SA; (ii) al rimborso dei crediti finanziari strumentali da parte del Gruppo Snam (€8.412 milioni); (iii) al flusso di cassa netto dell'attività operativa (€4.557 milioni). Tali fattori sono stati in parte assorbiti: (i) da-

gli investimenti netti in partecipazioni (€3.462 milioni), per effetto essenzialmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate; (ii) dal pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2011 di €0,52 per azione (€1.884 milioni); (iii) dal pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2012 di €0,54 per azione (€1.956 milioni); (iv) dagli investimenti relativi ad attività materiali e immateriali (€1.459 milioni).

Rendiconto finanziario riclassificato⁵

(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
Utile netto - continuing operations	3.772	6.207	2.435
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	2.232	2.825	593
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(53)	(3.920)	(3.867)
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	(4.881)	(5.322)	(441)
Variazione del capitale di esercizio	(993)	(1.411)	(418)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	3.955	5.847	1.892
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	4.032	4.226	194
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	450	331	(119)
Flusso di cassa netto da attività operativa	4.482	4.557	75
Investimenti tecnici	(1.477)	(1.459)	18
Investimenti in partecipazioni	(1.588)	(3.462)	(1.874)
Disinvestimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa e rami d'azienda	97	9.068	8.971
Dismissioni	68	8.579	8.511
Altre variazioni relative all'attività di investimento	158	(25)	(183)
Free cash flow	1.740	17.258	15.518
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(2.012)	(2.455)	(443)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	3.891	(4.920)	(8.811)
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.692)	(3.839)	(147)
Differenze cambio sulle disponibilità			
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(73)	6.044	6.117
Free cash flow	1.740	17.258	15.518
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.692)	(3.839)	(147)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(290)	(296)	(6)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(2.242)	13.123	15.365
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO RELATIVO ALLE OPERAZIONI STRAORDINARIE		35	35
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO - POST-FUSIONE	(2.242)	13.158	15.400

Investimenti tecnici

(€ milioni)	2011	2012	Var. ass.
Divisione Exploration & Production	623	592	(31)
<i>di cui ricerca esplorativa</i>	60	31	(29)
Divisione Gas & Power	40	42	2
Divisione Refining & Marketing	747	721	(26)
Corporate	67	104	37
Investimenti tecnici	1.477	1.459	(18)

[5] Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati. In seguito alle fusioni sopra descritte, non si è proceduto a riesporre il rendiconto finanziario 2011 in relazione all'immaterialità degli importi.

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)		31 dicembre 2011		31 dicembre 2012	
		Riesposto			
	Riferimento alle note al bilancio di esercizio	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)					
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			6.403		6.927
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			2.441		2.664
Attività immateriali			1.095		1.155
Partecipazioni			31.685		32.024
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa:			12.226		3.155
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 8)	1.814		371	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 17)	10.412		2.784	
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(342)		(330)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 8 e nota 19)	52		43	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 23)	(394)		(373)	
Totale Capitale immobilizzato			53.508		45.595
Rimanenze			2.324		2.448
Crediti commerciali	(vedi nota 8)		11.042		13.097
Debiti commerciali	(vedi nota 23)		(7.632)		(7.765)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			1.720		985
- passività per imposte sul reddito correnti				(81)	
- passività per altre imposte correnti		(1.236)		(1.515)	
- passività per imposte differite					
- attività per imposte sul reddito correnti		316		314	
- attività per altre imposte correnti		435		368	
- attività per imposte anticipate		2.320		1.823	
- altre attività non correnti	(vedi nota 19)	67		152	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 8)	97		116	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 23)	(279)		(189)	
- altre passività non correnti	(vedi nota 30)			(3)	
Fondi per rischi e oneri			(2.784)		(4.093)
Altre attività (passività) di esercizio:			(650)		(604)
- altri crediti	(vedi nota 8)	395		247	
- altre attività (correnti)		1.396		659	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 19)	2.880		2.911	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 23)	(1.587)		(1.348)	
- altre passività (correnti)		(1.321)		(889)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 30)	(2.413)		(2.184)	
Totale Capitale di esercizio netto			4.020		4.068
Fondi per benefici ai dipendenti			(287)		(277)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili					15
CAPITALE INVESTITO NETTO			57.241		49.401
Patrimonio netto			35.259		40.577
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine		21.016		16.834	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.024		2.705	
- passività finanziarie a breve termine		5.838		4.750	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		356		6.400	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa, composti da:					
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 8)	6.540		9.065	
Totale Indebitamento finanziario netto			21.982		8.824
COPERTURE			57.241		49.401

Rendiconto finanziario riclassificato ⁽⁶⁾

(€ milioni)	2011		2012	
Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile netto - continuing operations		3.772		6.207
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari:		2.232		2.825
- ammortamenti	803		847	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	474		279	
- effetto valutazione partecipazioni	930		1.704	
- differenze cambio da allineamento	46		4	
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	(21)		(9)	
Plusvalenze nette su cessione di attività		(53)		(3.920)
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		(4.881)		(5.322)
- dividendi	(5.238)		(6.446)	
- interessi attivi	(431)		(354)	
- interessi passivi	771		784	
- imposte sul reddito	17		694	
Variazione del capitale di esercizio		(993)		(1.411)
- rimanenze	(902)		(330)	
- crediti commerciali	(2.665)		(2.035)	
- debiti commerciali	2.470		121	
- fondi per rischi ed oneri	(12)		522	
- altre attività e passività	116		311	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		3.955		5.847
- dividendi incassati	5.238		6.446	
- interessi incassati	369		339	
- interessi pagati	(747)		(809)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(905)		(129)	
Flusso di cassa netto da attività operativa- continuing operations		4.032		4.226
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations		450		331
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.482		4.557
Investimenti tecnici:		(1.477)		(1.459)
- immobilizzazioni materiali	(1.304)		(1.273)	
- immobilizzazioni immateriali	(173)		(186)	
Investimenti in partecipazioni		(1.588)		(3.462)
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa:		97		9.068
- crediti finanziari strumentali	120		9.073	
- investimenti in rami d'azienda al netto della cassa	(23)		(5)	
Dismissioni:		68		8.579
- immobilizzazioni materiali	17		13	
- immobilizzazioni immateriali				
- partecipazioni	51		8.559	
- cessione rami d'azienda			7	
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		158		(25)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	158		(25)	
Free cash flow		1.740		17.258
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:		(2.012)		(2.455)
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(2.012)		(2.455)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:		3.891		(4.920)
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	3.862		(3.757)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	29		(1.163)	
Flusso di cassa del capitale proprio:		(3.692)		(3.839)
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.695)		(3.840)	
- cessione di azioni proprie	3		1	
Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti				
Flusso di cassa netto di periodo		(73)		6.044

(6) Ai fini del rendiconto finanziario non si è proceduto a riesporre i dati 2011 a seguito delle fusioni sopra descritte, data l'immaterialità degli importi.

Fattori di rischio e incertezza

Premessa

I principali rischi d'impresa identificati, monitorati e gestiti da Eni sono i seguenti: (i) i rischi finanziari, connessi in particolare al rischio di mercato, che deriva dall'esposizione alle fluttuazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di interesse e dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, al rischio di credito, derivante dalla possibilità di default di una controparte e al rischio liquidità, derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine; (ii) il rischio Paese nell'attività oil&gas; (iii) i rischi connessi all'evoluzione della normativa di riferimento; (iv) i rischi operativi (tra cui in particolare i rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi e quelli connessi in materia HSE); (v) i rischi strategici, tra cui, in particolare, quelli relativi all'esposizione a variabili di mercato che per scelta strategica si è deciso di non gestire, all'evoluzione del contesto competitivo in particolare nel settore della commercializzazione del gas, e quelli connessi alla ciclicità del settore oil&gas.

Nel 2012, Eni ha emanato la Management System Guideline "Risk Management Integrato" (RMI), con la finalità di fornire i principi di riferimento da attuare in tema di gestione integrata dei rischi, nonché di regolare ciascuna fase e attività del processo RMI, individuando i ruoli e le responsabilità dei principali attori in esso coinvolti (per ulteriori informazioni si fa rinvio al capitolo "Risk Management").

Rischi finanziari

Sono tali i rischi connessi a mercato, credito e liquidità.

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee Guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). La parte fondamentale di tale "policy" è la gestione integrata e accentrata del rischio di prezzo commodity e l'adozione di strategie di Asset Backed Trading per ottimizzare l'esposizione di Eni a tali rischi.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee Guida" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International, Eni Finance USA e Banque Eni, quest'ultima nei limiti

imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity e su certificati di emission trading. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni. Il rischio di prezzo delle commodity di natura commerciale è trasferito dalle singole unità di business (divisioni/società) alla Direzione Trading di Eni, mentre Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei relativi derivati su commodity (attività di execution). I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Non sono consentite operazioni in strumenti derivati su tassi di interesse o tassi di cambio aventi finalità speculative. Per quanto attiene la gestione del rischio prezzo commodity, gli strumenti finanziari derivati su commodity di cui è ammessa l'esecuzione riguardano le seguenti tipologie:

- a) copertura a fronte di sottostanti con manifestazione contrattuale (attività di hedging). Le operazioni di copertura possono essere stipulate anche rispetto a sottostanti oggetto di contrattualizzazione a data futura con elevata probabilità di accadimento (cd. hedging anticipato);
- b) gestione attiva del margine economico (attività di positioning). Consiste nell'attivare contratti di compravendita di commodity sui mercati fisici o finanziari che modificano il profilo di rischio associato a un portafoglio di asset fisici gestiti dalle business unit, con l'obiettivo di migliorare il margine economico associato a tali asset nella prospettiva di un'evoluzione favorevole nei prezzi;
- c) arbitraggio. Consiste nell'attivare contratti di compravendita di commodity sui mercati fisici o finanziari in vista della possibilità di ottenere un profitto certo (o di ridurre i costi logistici associati agli asset di proprietà), sfruttando temporanei disallineamenti nei prezzi di mercato;
- d) trading proprietario. Consiste nell'attivare contratti di compravendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto incerto, qualora si realizzi un'aspettativa favorevole di mercato;
- e) Asset Backed Trading (ABT). Consiste in operazioni proprietarie realizzate sui mercati fisici e finanziari al fine di massimizzare il valore delle flessibilità associate agli asset fisici e contrattuali di Eni. Le attività di Asset Backed Trading sono caratterizzate da un profilo di rischio prezzo limitato dalla protezione offerta dalla disponibilità dell'asset. Tale attività può essere implementata tramite strategie di compravendita a termine di strumenti derivati aventi l'asset come sottostante (dynamic forward trading).

In aggiunta, i derivati su commodity possono essere strutturati nell'ambito dell'attività di origination. Tale attività è effettuata nell'ambito dei mercati wholesale e prevede la strutturazione di contratti a cura di un originator, al fine di soddisfare le specifiche esigenze di una controparte esterna o interna. In base alla strategia di gestione adottata, i servizi di origination possono essere di tipo asset based, quando l'originator tende a replicare i contenuti contrattuali con i profili e le capacità dei propri asset di proprietà nella logica di un hedging naturale, o di tipo non asset based quando i profili di rischio prezzo e volume possono essere gestiti a libro sia secondo una logica di trading/positioning, sia secondo una logica di hedging implementata sulle singole componenti del contratto.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e in termini di Value at Risk (VaR), metodo che fornisce una rappresentazione dei rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dato un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato, tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio.

Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici dell'hedging naturale. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa.

Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, con riferimento all'esposizione di natura commerciale, e in termini di VaR e di Stop Loss, con riferimento all'esposizione originante dall'operatività di trading proprietario effettuata da Eni Trading & Shipping. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading proprietario), concentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Trading Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti: sul risultato economico individuale per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting.

Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee Guida" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secon-

do l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di prezzo delle commodity

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (future) e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi o

energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2012 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2011) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity, per aree omogenee (il VaR commodity viene calcolato in euro a seguito della revisione delle "Linee Guida Eni in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari" approvata dal CdA Eni in data 15 dicembre 2011).

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

(€ milioni)	2011				2012			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse ^(a)	5,34	1,07	2,65	2,92	8,69	1,41	3,13	1,88
Tasso di cambio ^(a)	0,85	0,15	0,44	0,34	1,31	0,12	0,44	0,19

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International, Banque Eni e Eni Finance USA.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

(€ milioni) ^(*)	2011				2012			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti ^(a)	44,28	9,05	25,60	9,05	35,70	5,66	18,02	10,88
Area Gas & Power ^(b)	77,83	24,57	44,77	51,41	67,41	30,89	44,39	31,35

(*) A seguito della revisione delle "Linee Guida Eni in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari" approvate dal CdA Eni in data 15 dicembre 2011, a partire dall'esercizio 2012 il VaR Commodity, precedentemente espresso in dollari, viene calcolato in euro. Per omogeneità di confronto, i valori del 2011 sono stati convertiti al tasso di cambio medio BCE rilevato sullo stesso periodo.

(a) I valori relativi al VaR dell'area oil, prodotti, comprendono le seguenti business unit: Direzione Trading di Eni SpA (esposizione al rischio proveniente dalla Divisione Refining & Marketing), Versalis, Eni Trading & Shipping.

(b) I valori relativi al VaR dell'area Gas & Power comprendono le seguenti business unit: Direzione Trading di Eni SpA (esposizione al rischio proveniente dalla Divisione Gas & Power) e Tigáz.

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Relativamente al rischio di controparte in contratti di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A

livello corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee Guida" individuano come obiettivo di risk management l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali Agenzie. Il rischio è gestito dalle Strutture di Finanza Operativa Eni, da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e divisio-

ni limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari a partire dall'esercizio 2008 ha determinato l'adozione di più stringenti disposizioni, quali la diversificazione del rischio e la rotazione e la selettività delle controparti finanziarie.

Rischio liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolubilità che pone a rischio la continuità aziendale. L'obiettivo di risk management Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di livello percentuale massimo di leverage e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a medio/lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a medio/lungo termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per Eni, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni mantiene l'accesso a un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi nonostante il quadro di riferimento esterno, in cui permangono irrigidimenti del mercato del credito e tensioni negli spread applicati.

Le attività poste in essere al fine di conseguire gli obiettivi per il 2012 del "Piano Finanziario" hanno consentito di affrontare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, grazie alla flessibilità nelle forme di provvista, privilegiando la raccolta cartolare e la diversificazione dei mercati. La minimizzazione del rischio di liquidità rappresenta una direttrice strategica del prossimo Piano Finanziario quadriennale.

In particolare, nel corso dell'esercizio, sono stati emessi tre bond, riservati agli investitori istituzionali, per un ammontare complessivo di €1,82 miliardi, tutti a tasso fisso e con maturity media di 8 anni. A novembre, nell'ambito del processo di dismissione della partecipazione in Galp, è stato altresì emesso un bond convertibile in azioni di detta società di €1,028 miliardi a tasso fisso, con durata triennale.

Le policy sono state orientate a perseguire i seguenti obiettivi: (a) garantire risorse finanziarie sufficienti a coprire gli impegni a breve e il rimborso dei debiti a medio-lungo in sca-

denza; (b) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; (c) perseguire il mantenimento di una condizione di equilibrio in termini di durata e di composizione del debito; (d) contribuire al mantenimento dell'elevato stock di liquidità riveniente dalle dismissioni avvenute nel corso dell'esercizio, in particolare di Snam. Lo stock di liquidità sarà commisurato in modo da: (i) ridurre il rischio di rifinanziamento ad un anno, rendendo Eni finanziariamente indipendente anche nel caso di scenari di mercato negativi; (ii) incrementare la riserva di liquidità per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari; (iii) modulare la struttura finanziaria in modo da elevarne la flessibilità in un contesto ancora precario e incerto, analogamente alle strategie dei peers, anche al fine di migliorarne l'apprezzamento ai fini del rating. Lo stock di cassa disponibile sarà impiegato essenzialmente a breve termine, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito e di attivi finanziari, di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Al 31 dicembre 2012, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €12.173 milioni, di cui €1.241 milioni committed. Le linee di credito a lungo termine committed, pari a €6.928 milioni, risultano tutte disponibili; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €15 miliardi; di essi, circa €12,3 miliardi sono stati collocati al 31 dicembre 2012. Il Gruppo ha un rating Standard & Poor's di A per il debito a lungo termine e A-1 per il breve, outlook negativo; Moody's assegna il rating di A3 per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve, outlook negativo. Il rating Eni è legato al rating sovrano dell'Italia, oltre che ad un peggioramento del contesto macroeconomico internazionale, con particolare riferimento alla tenuta della moneta unica europea. A tal proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade potenziale del rating sovrano italiano potrebbe ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni, rendendo più probabile un declassamento del rating della Società e quindi anche delle obbligazioni o di altri strumenti di debito emessi dalla Società. Eni, attraverso il monitoraggio costante dello scenario economico internazionale e un continuo dialogo con gli investitori finanziari e le società di rating, è in grado di recepire eventuali fattori di criticità percepiti dalla comunità finanziaria e di comunicare tempestivamente le azioni da intraprendere al fine di mitigare tali rischi, in coerenza con le strategie aziendali.

Nelle tavole che seguono sono rappresentati gli ammontari di pagamenti, contrattualmente dovuti, relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi, nonché il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie

(€ milioni)	Anni di scadenza						Anni successivi	Totale
	2013	2014	2015	2016	2017			
Passività finanziarie a lungo termine	2.555	2.090	3.941	2.180	2.956	8.275	21.997	
Passività finanziarie a breve termine	2.223						2.223	
Passività per strumenti derivati	925	132	89	2	11	50	1.209	
	5.703	2.222	4.030	2.182	2.967	8.325	25.429	
Interessi su debiti finanziari	840	725	622	550	465	1.491	4.693	
Garanzie finanziarie	212						212	

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	Anni di scadenza			Anni successivi	Totale
	2013	2014-2017			
Debiti commerciali	14.993				14.993
Altri debiti e anticipi	8.588	19	38		8.645
	23.581	19	38		23.638

nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay del settore Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati

sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tavola che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un program-

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

(€ milioni)	Anni di scadenza						Anni successivi	Totale
	2013	2014	2015	2016	2017			
Contratti di leasing operativo non annullabili ⁽¹⁾	722	515	323	250	201	560	2.571	
Costi di abbandono e ripristino siti ⁽²⁾	174	198	85	259	555	13.777	15.048	
Costi relativi a fondi ambientali ⁽³⁾	362	375	260	160	69	551	1.777	
Impegni di acquisto ⁽⁴⁾	20.761	19.486	19.394	17.815	16.482	169.815	263.753	
- Gas								
Take-or-pay	18.463	17.763	17.840	16.377	15.094	161.787	247.324	
Ship-or-pay	1.746	1.303	1.263	1.159	1.119	5.515	12.105	
- Altri impegni di acquisto con clausole take-or-pay e ship-or-pay	171	170	163	156	146	909	1.715	
- Altri impegni di acquisto ⁽⁵⁾	381	250	128	123	123	1.604	2.609	
Altri impegni	4	3	3	3	3	123	139	
- Memorandum di intenti Val d'Agri	4	3	3	3	3	123	139	
	22.023	20.577	20.065	18.487	17.310	184.826	283.288	

(1) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte a Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.

(2) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(3) I costi relativi a fondi ambientali non comprendono gli oneri stanziati a fronte della transazione ambientale presentata da Eni al Ministero dell'Ambiente riguardo a nove siti di interesse nazionale perché le date di pagamento non sono attendibilmente stimabili (€1.109 milioni).

(4) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

(5) Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per €2.113 milioni.

ma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di €56,8 miliardi. Nella tavola che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da

parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimento ambientali di circa €600 milioni.

Impegni per investimenti

(€ milioni)	Anni di scadenza					Totale
	2013	2014	2015	2016	2017 e anni successivi	
Impegni per major projects	6.718	7.680	6.897	3.991	11.839	37.125
Impegni per altri investimenti	6.940	3.782	1.584	1.100	8.496	21.902
	13.658	11.462	8.481	5.091	20.335	59.027

Rischio Paese

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi Eni sono localizzate in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, alcuni dei quali possono avere un grado minore di stabilità politica, sociale ed economica.

Al 31 dicembre 2012 circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi di Eni erano localizzate in tali Paesi. Analogamente, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas di Eni proviene da Paesi al di fuori dell'Unione Europea o dell'America Settentrionale. Nel 2012 circa il 59% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da tali Paesi. Evoluzioni del quadro politico, crisi economiche, conflitti sociali interni possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche in tali Paesi, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas. Ulteriori rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset Eni, disinvestimenti forzosi ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili; (vi) difficoltà di reperimento di fornitori internazionali in contesti operativi critici. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni. Eni monitora periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economica-finanziaria e della selezione degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integrante. Va peraltro segnalato che nel recente passato modifiche penalizzanti del quadro normativo, in particolare quello di natura fiscale, si sono verificate o sono state annunciate anche in Paesi dell'UE e dell'America Settentrionale.

Diversi Paesi detentori di riserve di idrocarburi in Africa Settentrionale e Medio Oriente nei quali Eni svolge attività di ricerca e produzione di idrocarburi hanno attraversato nel 2011 una fase

di estrema instabilità politica alla quale ci si riferisce con il termine "Primavera Araba" che ha portato a cambiamenti di governo, tensioni interne, disordini e conflitti con pesanti ripercussioni sull'attività economica. Nonostante la progressiva normalizzazione osservata nel corso del 2012, il grado di stabilità del quadro socio-politico di tali Paesi continuerà a costituire un fattore di rischio e di incertezza per il futuro prevedibile; a questo si aggiungono i rischi geopolitici connessi ai rapporti tra l'Occidente e alcuni Paesi del Medio Oriente oggetto di sanzioni da parte degli USA e dell'UE. In Africa Settentrionale è localizzato circa il 30% delle riserve certe Eni alla data del bilancio 2012. La presenza Eni in Iran è ormai marginale.

Nel corso del 2012 Eni ha progressivamente ripristinato i livelli di produzione in Libia, dove nel 2011 a causa del conflitto interno la Società era stata costretta a sospendere la quasi totalità delle attività operative e le esportazioni di gas per un periodo di circa 8 mesi con pesanti ripercussioni sui volumi e i risultati operativi dell'esercizio. Nel 2012 gli impianti Eni in Libia hanno erogato 258 mila boe/giorno, livello produttivo molto prossimo a quello ante-crisi.

Rischio evoluzione normativa

Si tratta di rischi connessi all'evoluzione o alla modifica del contesto normativo di riferimento. Considerando la specificità del business e i contesti in cui Eni opera, particolare rilievo assumono i seguenti rischi:

- evoluzioni della normativa nazionale e internazionale in materia finanziaria (es. Direttiva MIFID, Dodd Frank Act);
- evoluzione di normative locali estere che limitano l'operatività della security di Eni (es. possibile istituzione di divieti all'utilizzo di fornitori di security non nazionali);
- evoluzione della normativa tecnica e della regolamentazione internazionale o emanazione di provvedimenti straordinari con l'introduzione di nuovi requisiti tecnologici (es. pacchetto clima-energia 20-20-20, nuovi requisiti International Maritime Organization sul contenuto di zolfo nei combustibili delle navi);
- complessità derivante dall'evoluzione normativa in materia di "anti-corruzione".

Il verificarsi dei rischi descritti connessi ad esempio a una non completa applicazione di normative o alla necessità di adeguare impianti e mezzi a nuovi requisiti tecnici e ambientali potrebbe avere un impatto significativo sui risultati economici e finanziari ed eventuali danni alla reputazione di Eni.

Eni presidia i rischi di evoluzione normativa attraverso strutture dedicate oltre che mediante l'eventuale partecipazione a gruppi di lavoro, ricerca e studio finalizzati a promuovere le best practice sul tema di riferimento.

In tema di anti-corruzione, nel 2012, Eni ha adottato e diffuso a tutto il personale Eni e a tutti coloro che operano, in Italia e all'estero, in favore o per conto di Eni, i principi e le regole da seguire per garantire la compliance alle Leggi Anti-Corruzione.

Rischi operativi

I rischi operativi possono derivare dall'inadeguatezza o dalla disfunzione dei processi aziendali. Tra questi particolare rilievo assumono quelli specifici delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi e quelli relativi ad operation e HSE.

Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione d'idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a particolari rischi di carattere economico e operativo, compresi quelli riguardanti le caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas. L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo che accade con il ritrovamento di pozzi sterili o la scoperta di quantità d'idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità.

I livelli futuri di produzione d'idrocarburi Eni dipendono dalla capacità dell'azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero, l'efficacia delle attività di sviluppo e l'esito delle negoziazioni con gli Stati detentori delle riserve. Nel caso in cui Eni non consegua un adeguato tasso di rimpiazzo delle riserve, le prospettive di crescita del Gruppo sarebbero penalizzate con impatti negativi sui cash flow e i risultati attesi.

Tra la fase esplorativa e lo sviluppo e la commercializzazione delle riserve scoperte intercorre di norma un lungo periodo a causa della complessità delle attività di esecuzione dei progetti che comprendono la definizione degli accordi commerciali con gli Stati detentori, la firma dei contratti gas, la costruzione di impianti, piattaforme, unità di floating production, centri trattamento, linee di esportazione e altre facilities critiche. Le condizioni esterne rappresentano un ulteriore fattore di rischio considerato che Eni è impegnata in misura rilevante nella realizzazione di progetti di sviluppo nell'offshore profondo e in ambienti remoti e ostili quali l'Artico, il Mar Caspio e la Siberia. Pertanto, la redditività dei progetti è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio e all'au-

mento dei costi di sviluppo e produzione. Il management stima che l'industria registri un ritardo medio di circa il 20% nell'avvio dei progetti a causa delle difficoltà esecutive dei contratti "chiavi in mano" EPC (engineering, procurement, construction) dovute alle rigidità, scarsa qualità della fase di ingegneria di dettaglio e ritardi nel commissioning, nonché di strozzature e colli di bottiglia nella capacità produttiva disponibile per la realizzazione degli impianti upstream che comporta continui ritardi di consegna. Le attività di esplorazione e sviluppo sono esposte ai rischi operativi ineliminabili di eventi dannosi a carico dell'ambiente, la salute e la sicurezza delle persone e delle comunità circostanti, soprattutto nell'offshore convenzionale e profondo dai quali Eni ha derivato nel 2012 circa il 52% della produzione di idrocarburi dell'anno. La gravità degli incidenti legati a fuoriuscite d'idrocarburi, esplosioni, collisioni marine, rischi geologici quali inattese condizioni di pressione e temperature nel giacimento o altre irregolarità, malfunzionamenti delle apparecchiature e altri eventi negativi è potenzialmente tale da poter causare perdite di vite umane, danni ambientali e conseguentemente passività di ammontare rilevante con impatti negativi importanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e la reputazione. Tali rischi sono particolarmente avvertiti in ecosistemi sensibili quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio e l'Artico, dove il Gruppo svolge attività di trivellazione per la ricerca e lo sviluppo di idrocarburi.

A tale proposito sono state condotte analisi specifiche con particolare riguardo alle situazioni potenzialmente più critiche e all'individuazione delle misure di mitigazione più idonee al contenimento del rischio blow-out. Nel dettaglio, attraverso l'emanazione di disposizioni specifiche in riferimento alle attività di perforazione, Eni ha rafforzato ulteriormente il controllo sul design e sulla conduzione delle operazioni di perforazione dei pozzi critici¹, operati e non operati, di tipologia HP/HT o acque profonde, prevedendo ad esempio step autorizzativi aggiuntivi per la perforazione di nuovi pozzi, l'utilizzo di attrezzature idonee all'esecuzione di attività di pozzo e ad assicurare il completo controllo delle operazioni permettendo la visualizzazione e il trasferimento dei dati in tempo reale presso la sede (Real Time Drilling Center) e il potenziamento dei programmi di training, finalizzati a presidiare le competenze tecniche delle risorse coinvolte.

I driver fondamentali per la mitigazione di tali rischi sono, inoltre, rappresentati dalla qualità degli asset oil&gas e dal controllo diretto delle operazioni. Il Gruppo ritiene di possedere un portafoglio di titoli minerari caratterizzato da un contenuto rischio operativo in virtù della loro localizzazione nell'onshore o in acque poco profonde e della bassa incidenza dei pozzi caratterizzati da elevata temperatura e pressione che sono i più rischiosi dal punto di vista operativo. In particolare il Gruppo prevede un'incidenza di appena il 3% di tale tipologia di pozzi sul totale di quelli in programma nel prossimo quadriennio. La conduzione diretta delle attività consente a Eni di dispiegare le competenze, i sistemi di gestione e le pratiche operative considerate di eccellenza nella gestione e mitigazione dei rischi. Nel prossimo quadriennio

[1] Pozzi che presentano una delle seguenti caratteristiche: criticità delle condizioni ambientali; vicinanza ad aree abitate/suburbane; presenza di H₂S.

il management pianifica di incrementare la produzione operata lorda dell'80% rispetto ai livelli correnti a circa 5,2 milioni di barili/giorno con l'obiettivo di ridurre il rischio indiretto derivante dalla conduzione delle operazioni da parte di terzi come nel caso dei progetti in joint venture.

Rischio operation e connessi rischi in materia di HSE

Le attività industriali di Eni in Italia e all'estero nei settori della ricerca, sviluppo e produzione d'idrocarburi, raffinazione e trasporto di carburanti e altri prodotti infiammabili e produzioni petrolchimiche sono esposte per loro natura ai rischi operativi di eventi dannosi per l'ambiente e le persone. Le cause potrebbero essere incidenti, guasti tecnici, malfunzionamenti, esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio e gas dai pozzi, rilascio di contaminanti, emissioni nocive, collisioni marine e altri accadimenti (v. anche il paragrafo che segue "Rischi specifici dell'attività oil&gas"). L'ambito di tali rischi è influenzato dalla geografia dei territori, la presenza di ecosistemi sensibili e la complessità tecnica delle attività industriali. Per questi motivi le attività nel campo degli idrocarburi sono soggette al rispetto di norme e leggi severe a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza applicabili nelle varie giurisdizioni in cui Eni opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali. Le norme impongono restrizioni e divieti di varie tipologie, prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e degli scarti industriali, oltre che la conservazione degli habitat e dei servizi ecosistemici a essi correlati, richiamando i gestori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di misure di prevenzione e riduzione integrale dell'inquinamento. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti costituiscono una voce di costo significativa negli attuali esercizi e in quelli futuri. La violazione delle norme comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in alcune giurisdizioni, sanzioni a carico delle aziende; ad esempio il modello europeo di responsabilità dell'impresa recepito in Italia con il D.Lgs. 121/2011 (a integrazione del D.Lgs. 231/2001) estende la disciplina della responsabilità amministrativa dell'ente ai reati in materia ambientale.

Il Gruppo ritiene di adottare sistemi gestionali, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e tutelare l'integrità delle operations, dell'ambiente, dei dipendenti e delle comunità che sono interessate dalle attività industriali del Gruppo. Ciononostante, il rischio potenziale di eventi dannosi di proporzioni anche rilevanti è ineliminabile. L'accadimento di un tale tipo di rischio potrebbe comportare rilevanti impatti sulla gestione del Gruppo, i risultati economici e finanziari, le prospettive e la reputazione.

Inoltre le leggi ambientali impongono l'obbligo a chi inquina di bonificare e ripristinare lo stato dei suoli e delle acque contaminate dai residui delle attività industriali o a seguito d'incidenti. Il Gruppo è particolarmente esposto a tali rischi in Italia, dove ad

eccezione delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi è concentrata la maggior parte delle installazioni industriali del Gruppo e per effetto della conduzione in passato di attività minerometallurgiche e chimiche che sono state progressivamente chiuse e ristrutturare. Il bilancio Eni accoglie i costi che il Gruppo dovrà sostenere nei prossimi esercizi per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali e per i quali è stato possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile. Tuttavia è possibile che in futuro possano insorgere nuove passività legate a eventi passati a causa del rinvenimento di nuove contaminazioni, dei risultati delle caratterizzazioni in corso o da eseguire sui siti di interesse in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori, l'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziari in corso e ad altri fattori di rischio (v. il punto "Regolamentazione in materia ambientale di cui alla nota n. 34 al bilancio consolidato). Nel settore della ricerca e produzione di idrocarburi Eni conduce attività di trivellazione e altre operazioni di pozzo in ecosistemi complessi quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio e in Artico nel Mare di Barents dove un incidente o una fuoriuscita di idrocarburi potrebbero causare danni gravi all'ambiente. In tali circostanze il Gruppo adotta pratiche operative ed azioni di mitigazione volte a ridurre la probabilità di accadimento dei rischi con impatto su ambiente e persone.

Di seguito è fornito un quadro delle principali regolamentazioni in materia di HSE e dei principali sistemi operativi adottati dal Gruppo per gestire il rischio.

Il rispetto della biodiversità e la salvaguardia dei servizi ecosistemici, oltre che l'uso efficiente delle risorse naturali, costituiscono un requisito imprescindibile, in particolare per l'attività di prospezione, ricerca e produzione di idrocarburi, in aree geografiche dove queste condizioni possono anche determinare dei limiti nelle licenze ad operare.

Al fine di mitigare i rischi su indicati, Eni ha definito idonei strumenti di monitoraggio sulle tematiche afferenti il cambiamento climatico, le risorse idriche e la biodiversità, nonché di valutazione del rischio emergente. Anche a tali fini, Eni è attiva in gruppi di lavoro internazionali (OGP e IPIECA) volti a definire linee guida operative per favorire la riduzione dell'impronta ambientale e sociale delle attività oil&gas.

Di prassi, la tutela dell'ambiente si esplica mediante il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo e la corretta gestione dei rifiuti prodotti, oltre che la conservazione degli habitat e dei servizi eco-sistemici ad essi correlati, attraverso l'applicazione di tecnologie e pratiche operative sempre più rigorose e stringenti in termini di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento. L'adozione estesa in Eni di sistemi di gestione ambientali assicura la compliance normativa, il miglioramento continuo delle performance ambientali e l'efficacia delle azioni intraprese in termini di prevenzione e contenimento dei possibili impatti ambientali e l'implementazione di un controllo rigoroso.

La criticità della relazione ambiente - salute - comunità emerge non solo in contesti nuovi per Eni, ma anche in quelli caratterizzati da attività industriali ormai radicate; tale interesse si sta concretizzando in atti normativi che potranno avere come conseguenza l'imposizione ai settori industriali di limiti emissivi ancora

più stringenti con potenziali effetti economici e occupazionali e potenziali rischi di sanzioni o richieste di risarcimento. Si sta sempre più rafforzando la richiesta delle autorità di valutare preventivamente il potenziale impatto sulle comunità locali delle nuove attività industriali e di quelle in esercizio al fine di porre in atto le necessarie azioni preventive già a partire dalla fase di progettazione e di autorizzazione all'esercizio.

La normativa europea riguardante la classificazione, produzione, commercializzazione, importazione e utilizzo degli agenti chimici si è sempre più evoluta e integrata negli ultimi anni con l'emissione del Regolamento (CE) n. 1907/2006 (conosciuto come REACH, Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals) e del Regolamento (CE) n. 1272/2008 (conosciuto come CLP, Classification Labeling and Packaging). Tali regolamenti, le cui ultime scadenze per l'applicazione sono fissate al 2018, hanno introdotto nuovi obblighi con un notevole impatto, soprattutto organizzativo, sulla gestione delle attività di Eni e in particolare nel rapporto con le attività produttive, i clienti, i fornitori e i contrattisti. Inoltre, in caso di mancata applicazione degli adempimenti previsti, sono definite pesanti sanzioni sia di tipo amministrativo sia penale fino ad arrivare alla sospensione della produzione e commercializzazione.

A luglio 2012 è stata pubblicata la Direttiva 2012/18/UE del 4 luglio 2012 sul controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose, destinata ad abrogare e sostituire la direttiva 96/82/CE. In base alla nuova direttiva, entro il 1° giugno 2015, gli Stati membri dovranno adottare le nuove regole per il controllo dei pericoli di incidenti rilevanti. Il provvedimento prevede la riformulazione della classificazione delle sostanze pericolose alla luce degli ultimi regolamenti comunitari, la possibilità di modulare il campo di applicazione della normativa in relazione all'effettiva pericolosità delle medesime, l'ampliamento delle informazioni da mettere a disposizione delle Autorità competenti e del pubblico interessato.

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, attribuendo a questi efficacia esimente della responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro. Eni ha reso obbligatoria l'adozione di tali sistemi in tutte le sue società che gestiscono un significativo rischio HSE.

Le strategie e le azioni Eni per la salute, la sicurezza e l'ambiente sono realizzate in accordo con quanto stabilito nelle policy aziendali e declinate nella MSG HSE. Il processo descritto nella MSG ha lo scopo di garantire una gestione operativa fondata sul principio della precauzione e che assicuri la massima efficacia nella prevenzione, gestione e controllo dei rischi in ambito HSE. La MSG descrive in modo chiaro ruoli e responsabilità dei diversi livelli organizzativi, disciplina le attività previste nei processi HSE e la loro interazione con gli altri processi aziendali e, mediante una gestione integrata, diffonde metodologie e criteri comuni all'interno di Eni. La MSG, basata su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo e riesame dei risultati, è orientata alla prevenzione e protezione dei rischi e al controllo della gestione HSE secondo un ciclo di miglioramento continuo. Il processo continuo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi è alla base della gestione HSE in tutte le fasi di attività

di ciascuna unità di business. Esso si attua attraverso l'adozione di sistemi di gestione che tengono conto della specificità delle attività, dei siti e del costante miglioramento degli impianti e dei processi. Progressivamente Eni sta andando a copertura di tutti i siti operativi con l'acquisizione delle Certificazioni OHSAS 18001 e ISO 14001. È previsto il completamento del Piano di Certificazione OHSAS 18001 per i siti a significativo rischio HSE entro il 2013.

Il sistema di controllo dei rischi HSE è basato sul monitoraggio periodico degli indicatori HSE (a cadenza trimestrale, semestrale e annuale) e su un piano strutturato di audit a copertura di tutti i siti, secondo le seguenti tipologie:

- technical audit, volti ad accertare l'esistenza presso i siti/unità operative e sedi delle unità di business di adeguati sistemi di gestione, della loro corretta applicazione e coerenza con la MSG HSE, il Codice Etico e il Modello Organizzativo 231 Eni;
- verifiche di acquisizione/mantenimento/rinnovo delle certificazioni dei sistemi di gestione (con frequenza annuale effettuate da un ente certificatore);
- verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE;
- audit specifici per tematiche mirate (es. audit a seguito di segnalazioni, eventi, infortuni o incidenti).

L'attività di codificazione delle fasi operative consente di raggiungere, con sempre maggiore efficacia, il risultato di una riduzione del rischio industriale connesso all'errore umano nella gestione dell'impianto. Eni pone particolare enfasi alla sicurezza di processo e all'asset integrity, anche attraverso incontri di sensibilizzazione del middle management e la diffusione capillare di strumenti di verifica selettivi quali audit e verifiche specifiche.

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite dalle unità di business a livello di sito, con una propria organizzazione che predispone, per ciascun possibile scenario, un piano di risposta per limitare i danni e con l'individuazione dei ruoli e delle risorse deputate all'attuazione. Emblematica l'azione di Eni in Nigeria a fronte del permanere dei fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti, per fronteggiare i quali sono stati attivati, fra gli altri, progetti di ricerca quali l'"Anti-intrusion innovative technologies deployment" volti a sviluppare nuove tecnologie per contrastare e ridurre il fenomeno "oil theft".

In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Corporate che supporta le divisioni e società nella gestione dell'evento, attraverso un team specialistico che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interne ed esterne a Eni.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi di natura HSE, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua Oil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e all'ambiente in caso di incidente. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e comunque rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento.

In particolare, gli sversamenti di petrolio o altri danni all'ambiente sono coperti in base alle polizze stipulate per oneri per bonifiche, danni a terzi e contenimento del danno fino a un massimo di €1,1 miliardi per incidenti offshore e \$1,5 miliardi per l'onshore (le raffinerie). A queste si aggiungono polizze assicurative che coprono

le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: \$1 miliardo per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping e delle FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore; \$500 milioni nel caso di noleggio di time charter.

A seguito dell'incidente occorso nel 2010 nell'offshore profondo del Golfo del Messico, il governo statunitense e i governi di altri Paesi hanno adottato regolamentazioni più stringenti in tema di attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi. Al fine di garantire la massima sicurezza delle proprie operazioni nel Golfo, Eni ha aderito al consorzio guidato dalla società Helix che ha partecipato alle operazioni di contenimento del pozzo Macondo. Il sistema denominato Helix Fast Response System (HFRS) effettua le operazioni di contenimento sottomarino dei pozzi in eruzione, l'evacuazione in superficie degli idrocarburi e il loro stivaggio e trasporto alla costa.

Eni in consorzio con le principali major ha attivato un agreement con Wild Well Control, per l'utilizzo del "Global Subsea Well Containment equipment". L'attrezzatura è in grado di essere trasportata via aerea in tutte le regioni ove Eni ha operazioni deep water.

La risposta internazionale delle oil company a Macondo ha compreso anche l'avvio di alcuni Joint Industry Project (JIP) in ambito oil spill response. Eni partecipa attivamente ai JIP promossi da OGP e IPIECA e in collaborazione con altre oil companies. Eni sta sviluppando in proprio tecnologie brevettate volte sia a ridurre il rischio di incidenti sia ad accelerare il recupero di eventuale olio sversato a mare. I vari progetti si propongono di accrescere il know-how delle oil company sulle strategie antinquinamento in funzione dei diversi ecosistemi marini in cui esse operano, di rafforzare la rete relazionale tra le diverse oil company e di promuovere, anche tra le istituzioni, l'ottimizzazione delle tecniche di risposta e non ultimo una politica più razionale di uso dei disperdenti.

Inoltre, Eni ha siglato un Memorandum of Understanding con Regional Marine Pollution Emergency Response Centre for the Mediterranean Sea (REMPEC) e Department of Merchant Shipping of Cyprus (DMS) per la collaborazione al progetto "Mediterranean Decision Support System for Marine Safety" (MEDESS-4MS) dedicato al rafforzamento della sicurezza marittima tramite la mitigazione del rischio e degli impatti associati agli oil spill nell'area del Mediterraneo.

In ambito italiano, il legislatore, con il D.Lgs. 128/2010 che modificava l'art. 6, comma 17, del D.Lgs. 152/2006, tuttora in vigore, ha introdotto alcune restrizioni alle attività di ricerca ed estrazione degli idrocarburi mantenendo tuttavia l'efficacia dei titoli abilitativi in essere alla data di entrata in vigore del decreto stesso. La nuova norma dispone l'esclusione dal divieto alle attività di ricerca ed estrazione nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalla costa per le istanze di concessione di coltivazione idrocarburi, già formalmente presentate alla data di introduzione del D.Lgs. 128/2010. In seguito all'incidente di Macondo a livello europeo è in avanzata fase di discussione una proposta di Regolamento delle attività di esplorazione e produzione offshore di petrolio e gas avente lo scopo di sostituire le esistenti legislazioni nazionali e uniformare l'approccio legislativo a livello europeo.

Rischi strategici

I rischi strategici possono derivare da cambiamenti del contesto operativo o da decisioni aziendali non adeguate o scarsamente reattive al contesto competitivo o dall'esposizione a variabili di mercato poste fuori del controllo del management.

Di estremo rilievo è il rischio collegato a un set di esposizioni, intrinseche al business, che per scelta strategica non sono oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica da parte delle business unit, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato; per tali rischi non esiste pertanto una delega a operare, né un limite di rischio assegnato. A oggi, tali esposizioni includono quelle identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche, le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o caratterizzati da elevata probabilità di manifestazione), il margine di raffinazione e le scorte obbligatorie minime (intrinseco al business). In tale contesto, il CdA approva la quota massima dei volumi associati al margine di raffinazione da allocare alle attività di Asset Backed Trading. Lo svolgimento di attività di copertura di tale rischio, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie per sua natura non è soggetta a specifici limiti di rischio, ma è comunque oggetto di misurazione e monitoraggio.

Un altro rischio strategico è rappresentato da evoluzioni dello scenario tecnologico, tali da determinare l'introduzione sul mercato di tecnologie breakthrough con forti impatti sul business di Eni. A tal riguardo, Eni ha affidato a strutture organizzative dedicate, a livello centrale, il monitoraggio sull'evoluzione delle tecnologie di interesse e sui possibili impatti che deriverebbero dall'introduzione delle stesse. Inoltre, assumono estremo rilievo nella mitigazione del rischio in oggetto il presidio di Eni in tema di ricerca e sviluppo tecnologico, al fine di assicurare al business la disponibilità di soluzioni tecnologiche aggiornate e innovative, nonché la diversificazione del portafoglio tecnologico e degli investimenti per tematiche trasversali e per singole aree di business.

Tra i rischi strategici vi sono, inoltre, quelli associati all'evoluzione del quadro competitivo del mercato del gas in Europa e del contesto normativo-regolatorio specifico italiano, oltre che più in generale i rischi connessi alla ciclicità del settore oil&gas.

Rischi e incertezze associati con il quadro competitivo del settore europeo del gas

Le prospettive del settore europeo del gas rimangono sfavorevoli a causa della perdurante debolezza della domanda e dell'eccesso di offerta, in un quadro macroeconomico stagnante. Nel 2012 la domanda gas ha registrato una contrazione del 4% in Italia e del 2% in Europa per effetto della recessione e della crisi del settore termoelettrico penalizzato sia dal calo dell'attività produttiva sia dalla competizione da

altre fonti: la crescita delle energie rinnovabili e la maggiore economicità del carbone favorita anche dall'abbondanza dei certificati di emissione. In tale scenario il management rivede al ribasso le previsioni di crescita della domanda a breve e lungo termine: per il 2013 è prevista una crescita pressoché nulla; nel lungo termine è atteso un tasso di incremento medio al 2020 dell'1,7-1,8% rispettivamente in Italia ed Europa che sconta la ripresa del ciclo economico e il parziale recupero dei consumi termoelettrici sostenuti dalla chiusura di impianti nucleari obsoleti e i vincoli ambientali all'uso del carbone. Si osserva che il livello assoluto della domanda europea di gas previsto nel 2016 è significativamente inferiore a quello pre-crisi registrato nel 2008 a testimonianza della debolezza dei fondamentali.

Le ridotte opportunità di vendita a causa della contrazione della domanda e l'abbondante offerta legata ai flussi mondiali di GNL, al continuo potenziamento delle dorsali d'importazione in Europa di gas proveniente da Russia e Algeria e altri fattori quali la crescita massiccia della produzione di gas da shale negli USA hanno modificato in maniera strutturale le dinamiche competitive e gli economics del settore europeo della commercializzazione del gas. Da un lato, l'abbondante liquidità presso i principali hub continentali ha favorito lo sviluppo dei prezzi spot del gas, diventati il benchmark di riferimento nelle contrattazioni bilaterali di fornitura. Nonostante un certo assorbimento dell'eccesso di GNL nel mercato grazie alla crescita delle economie asiatiche, i prezzi spot il cui livello è fissato dall'incontro di domanda e offerta evidenziano un trend debole a causa del calo dei consumi e della continua pressione competitiva.

Dall'altro lato dell'equazione, gli intermediari europei del gas sono stati spiazzati dall'andamento divergente tra i prezzi spot e la posizione di costo indicizzata al prezzo del petrolio e dei derivati nelle formule "oil-linked" dei contratti di approvvigionamento di lungo termine. Inoltre i vincoli minimi di prelievo stabiliti dalle clausole di take-or-pay di tali contratti e la necessità di contenere l'impatto finanziario a esse associato hanno indotto gli operatori a competere in maniera aggressiva sul pricing, considerata la contrazione del mercato, con effetti depressivi sui prezzi di realizzo (v. paragrafo successivo sui rischi dei contratti di take-or-pay). Di tale situazione beneficiano i clienti, in particolare di grandi dimensioni ed evoluti, che fanno leva sull'ampia disponibilità di gas spot per ottenere condizioni economiche e di flessibilità più vantaggiose. In Italia i prezzi di vendita del gas tendono a convergere progressivamente verso i prezzi spot rilevati agli hub continentali sia nel segmento business, dove il processo di allineamento è sostanzialmente completato, sia nel settore residenziale per effetto delle misure di liberalizzazione varate dal Governo e degli sviluppi attesi nella regolamentazione. Il rischio di revisione al ribasso delle tariffe regolate nel settore residenziale caratterizza altri importanti mercati europei (v. rischi di regolamentazione). Questi driver hanno determinato la continua flessione dei margini di commercializzazione del gas e la progressiva perdita di redditività dell'attività Mercato di Eni.

Il management prevede che nei prossimi due/tre anni il debole andamento della domanda a causa del quadro economico recessivo, il rischio di ulteriori rincari del costo oil-linked del

gas approvvigionato, il permanere di offerta abbondante e la forte pressione competitiva con conseguente erosione dei prezzi di vendita e dei margini unitari costituiranno fattori di rischio per la performance dell'attività Mercato di Eni, con impatti negativi attesi sui risultati operativi e sui cash flow futuri del business, anche in relazione agli obblighi di take-or-pay previsti dai contratti di approvvigionamento di lungo termine (v. Fattore di rischio successivo). In tale scenario il management ha individuato le seguenti priorità: preservare il flusso di cassa della gestione operativa durante la fase acuta della crisi del settore attesa proseguire per tutto il 2013 e recuperare la redditività negli esercizi successivi con il progressivo superamento degli squilibri correnti del mercato e la tendenziale chiusura del differenziale tra il costo "oil-linked" dell'approvvigionato e i prezzi di vendita spot.

Il principale driver per il conseguimento di tali obiettivi è la rinegoziazione del pricing e delle altre condizioni di fornitura dei contratti di approvvigionamento, quale leva per il recupero di competitività. Infatti, i contratti di approvvigionamento take-or-pay prevedono meccanismi contrattuali di revisione che consentono alle parti di rinegoziare periodicamente gli elementi essenziali per tener conto delle modifiche del mercato e del quadro competitivo. A tal fine il management ha aperto o intende aprire rinegoziazioni con tutti i principali fornitori con l'obiettivo principale di aumentare il peso dell'indicizzazione ai prezzi spot nelle formule di costo del gas approvvigionato. L'esito di tali rinegoziazioni è incerto in relazione sia all'entità dei benefici economici sia al timing di rilevazione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo sulle rinegoziazioni attivate, i contratti di norma prevedono la possibilità delle parti di ricorrere a un arbitro per la definizione delle controversie, il che rende maggiormente incerto l'esito delle stesse. Considerato che un certo numero di clienti Eni hanno a loro volta aperto procedure di revisione dei prezzi di somministrazione, ne deriva un grado crescente di volatilità e scarsa prevedibilità dei risultati dell'Attività Mercato Eni. Guardando al lungo termine oltre l'orizzonte di piano, il management ritiene possibile un nuovo ciclo negativo del settore a causa dei rischi sul lato offerta in relazione a nuovi flussi mondiali di GNL legati all'avvio di importanti progetti upstream (ad esempio in Mozambico), al probabile avvio delle esportazioni di gas da parte degli USA e agli sviluppi nello shale gas in Europa e Asia. Sulla base dell'evoluzione attesa dello scenario competitivo del settore a breve e lungo termine e assumendo le ridimensionate prospettive di redditività del business gas Eni riflesse nella preparazione del piano industriale 2013-2016 e nelle proiezioni a vita intera dei flussi di cassa futuri, il management ha rilevato nel bilancio 2012 svalutazioni degli attivi del gas pari a €2 miliardi, in particolare il goodwill e altri attivi intangibili rivenienti dall'acquisizione Distrigas allocati alla Cash Generating Unit Mercato Europeo. Il principale driver è costituito dalla revisione al ribasso dei margini di vendita incorporati nel flusso di cassa perpetuo per la determinazione del terminal value della CGU Mercato Europeo che sconta l'ipotesi di ciclicità del business; tali margini sono previsti a un livello inferiore di circa due terzi rispetto alle assunzioni del piano industriale adottate dal management nel bilancio 2011. I benefici attesi dalle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento come

pure le assunzioni di revisione dei prezzi di somministrazione sono riflessi nelle proiezioni economico-finanziarie adottate in sede di impairment review della presente relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2012.

I trend negativi in atto nel quadro competitivo del settore gas rappresentano un fattore di rischio nell'adempimento degli obblighi previsti dai contratti di acquisto take-or-pay

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio/lungo termine a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del Mercato Europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti che dal 2010 assicurano circa 80 miliardi di metri cubi/anno di gas (incluso Distrigas ed escluso l'approvvigionamento delle altre società consolidate e collegate) hanno una vita residua media di circa 16 anni con formule prezzo generalmente indicizzate ai prezzi del petrolio e di suoi derivati (gasolio, olio combustibile, ecc.). I contratti prevedono la clausola di take-or-pay che, in caso di mancato prelievo del volume annuo minimo (Annual Minimum Quantity - AMQ) definito contrattualmente, fa scattare l'obbligo in capo a Eni di pagare, per la quantità in difetto, una quota (variabile da contratto a contratto e generalmente compresa in un intervallo 10% -100%) del prezzo contrattuale calcolato come media aritmetica dei prezzi-base mensili con riferimento all'anno di mancato prelievo. A fronte di ciò, Eni ha la facoltà di prelevare, nel corso degli anni contrattuali successivi, la quantità parzialmente pagata, purché sia stata prelevata l'AMQ dell'anno. Il limite temporale di recupero varia da contratto a contratto (per alcuni entro i dieci anni successivi, per altri entro la durata residua del contratto). In tal caso, Eni pagherà la parte residua del prezzo, calcolando quest'ultima come la percentuale di complemento a 100 della media aritmetica dei prezzi base mensili in vigore nell'anno dell'effettivo prelievo. Considerazioni analoghe valgono per gli impegni contrattuali ship-or-pay. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche a un'opportunità), tenuto conto che una porzione importante di questo si forma nell'anno di mancato prelievo, sia a un rischio volume, nel caso di effettiva impossibilità a recuperare i volumi pre-pagati.

Il management ritiene che gli attuali trend di mercato, di perdurante debolezza della domanda e offerta abbondante, la possibile evoluzione della regolamentazione del settore, nonché la crescente pressione competitiva costituiscono fattori di rischio per l'adempimento delle obbligazioni di prelievo minimo stabilite dai contratti di approvvigionamento take-or-pay e l'associata esposizione finanziaria. Dall'inizio della crisi del gas alla data di riferimento della relazione finanziaria annuale 2012, Eni ha rilevato deferred cost (al netto degli utilizzi) per l'ammontare complessivo di €2,37 miliardi e sostenuto quasi per intero i relativi esborsi a fronte dei volumi gas riguardo ai quali è sorto l'obbligo di corrispondere il prezzo contrattuale in base alle clausole di take-or-pay poiché i ritiri sono stati inferiori agli obblighi minimi di prelievo. Considerati i piani aziendali di vendite stabili nel 2013 e di moderata crescita negli anni successivi di piano, il management

ha adottato le opportune iniziative per contenere il rischio finanziario associato agli obblighi take-or-pay con particolare riguardo al mercato italiano dove la dimensione attesa della domanda è inferiore rispetto agli obblighi di prelievo minimo degli operatori. Tali iniziative comprendono riduzioni temporanee delle AMQ associate al probabile esito di alcune rinegoziazioni contrattuali e l'ottenimento di condizioni di prelievo maggiormente flessibili quali lo spostamento di delivery point o la possibilità di sostituire forniture via pipeline con equivalenti volumi di GNL. Sulla base dei programmi di vendita e delle maggiori flessibilità contrattuali realizzate o in via di definizione, il management prevede che nel prossimo quadriennio i ritiri Eni saranno nel complesso sostanzialmente allineati agli obblighi minimi di prelievo fissati dai contratti take-or-pay minimizzando gli impatti sulla liquidità. Tali proiezioni sono soggette ai rischi di ulteriori contrazioni della dimensione della domanda gas e del mercato contendibile.

Per quanto riguarda gli attivi dello stato patrimoniale legati ai deferred cost, allo stato, sulla base dell'evoluzione attesa della domanda e dell'offerta di gas in Europa, delle proiezioni interne di vendita e di margini unitari per il prossimo quadriennio e oltre, il management ritiene che i volumi di gas per i quali Eni è incorsa nella clausola di take-or-pay, con conseguente pagamento dell'anticipo prezzo, saranno ritirati nel lungo termine nel rispetto dei termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia

Il Decreto Stoccaggi del 2010 stabilisce la quota di mercato all'ingrosso detenibile da ciascun operatore che immette gas naturale nella rete nazionale di gasdotti. La quota massima consentita è fissata al 40%, ma risulta elevata al 55% per Eni che si è assunta l'impegno vincolante alla realizzazione in Italia, entro il 2015, di 4 miliardi di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio. Il superamento delle soglie citate fa scattare l'obbligo in capo all'operatore di procedere a misure di "gas release" a prezzo amministrato nei due anni successivi la violazione per volumi di gas complessivamente non superiori a 4 miliardi di metri cubi.

Eni ha assunto l'impegno alla realizzazione della nuova capacità di stoccaggio consentendo, come previsto dal decreto, la partecipazione alla realizzazione delle nuove infrastrutture/ potenziamento di quelle esistenti a clienti industriali, aggregazioni di imprese, consorzi di clienti finali e produttori di energia elettrica. Inoltre, il Decreto Stoccaggi prevede che, nel periodo di sviluppo della nuova capacità di stoccaggio, ai soggetti investitori richiedenti siano riconosciuti i benefici derivanti dalla nuova capacità di stoccaggio come se quest'ultima fosse completamente utilizzabile fin da subito.

A decorrere da aprile 2012, i soggetti investitori industriali possono accedere alle cd. "misure transitorie fisiche" sulla capacità di stoccaggio conferita loro a titolo definitivo e non ancora entrata in esercizio. Tali misure consentono ai clienti investitori di consegnare il gas nel periodo estivo in corrispondenza dei punti TTF, Zeebrugge o Punto di Scambio Virtuale (PSV) ai cd. "stoccatore virtuali" (selezionati dal GSE - Gestore dei Servizi Energetici SpA con apposita procedura aperta), per ottenerlo al PSV nel periodo invernale, e poter così beneficiare del differenziale di prezzo estate-inverno.

I soggetti investitori hanno l'obbligo di offrire tale gas al PSV. Come previsto dal Decreto Stocaggi, Eni si è impegnata a contribuire per il 50% al meccanismo di anticipazione dei benefici a condizioni economiche definite dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) e AEEG. Eni ritiene che tale regolamentazione contribuirà a incrementare il grado di concorrenzialità del mercato all'ingrosso del gas in Italia.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ("AEEG"), in virtù della Legge Istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto al servizio di tutela. Le decisioni dell'AEEG in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale. L'AEEG ha istituito un meccanismo di aggiornamento della componente tariffaria a copertura del costo di approvvigionamento del gas attraverso l'indicizzazione all'andamento di un paniere di prodotti petroliferi. I clienti che hanno diritto al servizio di tutela sono i clienti finali domestici e i condomini a uso domestico con consumi inferiori a 200 mila metri cubi/anno, nonché, per effetto del D.Lgs. 93/11, tutti i clienti civili non domestici con consumi inferiori a 50.000 metri cubi/anno e le attività di servizio pubblico che svolgono attività di assistenza (ospedali, case di cura e altri). La legge sulle "Liberalizzazioni" (Legge 24 marzo 2012, n. 27) ha demandato all'AEEG il compito di introdurre con gradualità l'indicizzazione del costo della materia ai prezzi spot quotati agli hub continentali. In ottemperanza a tali disposizioni l'AEEG ha deliberato una riforma del meccanismo di aggiornamento del costo della materia prima per i clienti che hanno diritto al servizio di tutela, introducendo una quota crescente dell'indice di mercato, affiancato all'indice che rappresenta il costo di approvvigionamento dei contratti long term, passando dal 3% nel secondo trimestre 2012, al 4% nel terzo trimestre e al 5% nel periodo ottobre 2012 - marzo 2013 (Delibera 263/2012/R/gas). Nei prossimi anni l'AEEG intende allineare progressivamente la componente costo della materia prima ai prezzi spot salvo riconoscere agli operatori con contratti di lungo termine una componente di sicurezza degli approvvigionamenti.

In modo analogo, diversi regolatori in Paesi europei d'interesse Eni, hanno allo studio provvedimenti finalizzati a introdurre componenti "hub" nelle formule di aggiornamento delle tariffe di fornitura ai clienti retail e altre misure volte a favorire la liquidità e l'apertura del mercato del gas.

La capacità commerciale dell'impresa e la politica dei margini sono limitate dagli effetti del Decreto Legge n. 112 del giugno 2008 che ha introdotto la maggiorazione IRES del 5,5% poi aumentata al 6,5% (cosiddetta Robin Tax), e da ultimo incrementata di ulteriori 4 punti percentuali per il triennio 2011-2013, a carico delle imprese del settore energia. La norma ha istituito il divieto di traslare sui prezzi al consumo la maggiorazione d'imposta attribuendo all'AEEG il compito di vigilare sull'osservanza del divieto.

In tempi recenti, le Autorità amministrative italiane hanno emanato numerosi provvedimenti volti a incrementare il grado di concorrenzialità del mercato interno del gas. In particolare:

- nel 2010 è stata avviata la piattaforma di negoziazione sulla quale gli operatori sono obbligati a offrire una quota del gas importato sulla base di autorizzazioni all'importazione ottenute

successivamente al 2007 e a cedere le aliquote del prodotto della coltivazione di gas naturale dovute allo Stato (queste ultime a un prezzo base d'asta definito dall'AEEG);

- l'AEEG ha avviato nel dicembre 2011 il mercato di bilanciamento di merito economico del gas naturale: gli sbilanci di ciascun utente del sistema di trasporto sono sanati su base giornaliera al prezzo che si forma sul mercato del bilanciamento presso il quale il Responsabile del Bilanciamento (Snam Rete Gas) si approvvigiona delle risorse necessarie per bilanciare il sistema. Dal secondo trimestre 2012 è stato avviato un meccanismo che prevede che sono combinate le offerte in acquisto e vendita formulate dagli operatori tra esse compatibili, non funzionali al bilanciamento del sistema.

Con Decreti del Ministero dello Sviluppo Economico del 15 febbraio 2013 e con provvedimenti dell'AEEG, sono state introdotte e disciplinate modifiche ai criteri di conferimento della capacità di stoccaggio in applicazione dell'art. 14 del Decreto Legge n. 1, 2012 secondo il quale:

- le capacità di stoccaggio di gas naturale che si rendono disponibili a seguito delle rideterminazioni del volume di stoccaggio strategico, nonché delle nuove modalità di calcolo degli obblighi di modulazione stabilite in base ai criteri determinati dal Ministero dello Sviluppo Economico, sono assegnate, per uno spazio stabilito dal Ministero dello Sviluppo Economico, per l'offerta alle imprese industriali, di servizi integrati di trasporto a mezzo gasdotti esteri e di rigassificazione, comprensivi dello stoccaggio di gas naturale, finalizzati a consentire il loro approvvigionamento diretto di gas naturale dall'estero, secondo criteri di sicurezza degli approvvigionamenti stabiliti nello stesso decreto, nonché alle imprese di rigassificazione, a garanzia del rispetto dei programmi di rigassificazione dei propri utenti in presenza di eventi imprevedibili;
- è determinata la parte dello spazio di stoccaggio di modulazione destinato alle esigenze dei "clienti vulnerabili", da assegnare, per le esigenze degli stessi clienti, con procedure di asta competitiva, e la parte dello stesso spazio di stoccaggio di modulazione da assegnare con le procedure di allocazione vigenti.

Tali provvedimenti volti a incrementare il grado di concorrenzialità del mercato rappresentano fattori di rischio e di incertezza per il business gas di Eni; al riguardo il management non esclude la possibilità di impatti negativi sui risultati economici e i cash flow futuri del business gas di Eni.

Rischi connessi alla ciclicità del settore oil&gas

I risultati di Eni, specificamente quelli del settore Exploration & Production, dipendono in misura rilevante dall'andamento dei prezzi del petrolio e del gas. Generalmente, l'aumento del prezzo degli idrocarburi determina un maggiore utile operativo consolidato; viceversa, in caso di diminuzione del prezzo. Nel 2012 il prezzo del petrolio del marker Brent ha registrato un valore medio di 111,6 dollari/barile in linea rispetto al 2011 in un quadro di estrema volatilità. Il primo trimestre ha visto quotazioni molto sostenute con punte fino a 130 dollari/barile per effetto della

positiva domanda proveniente dalla Cina e dalle altre economie emergenti; nel secondo trimestre si è verificata un'inversione di tendenza con le quotazioni del Brent scese fino a 90 dollari/barile a causa del rallentamento dell'economia globale e delle aspettative di ulteriori ridimensionamenti del prezzo. Nella seconda metà dell'anno il prezzo ha registrato una ripresa fino al valore corrente di 110 dollari/barile sulla scia di fattori di rischio geopolitici e grazie a un quadro macroeconomico più stabile. Il prezzo gas ha continuato a essere penalizzato dall'eccesso di offerta e dalla debolezza della domanda nel mercato europeo e nordamericano registrando un andamento debole.

La volatilità dei prezzi degli idrocarburi ha impatti diversi sui risultati dei business Eni e sui piani d'investimento della compagnia, tenuto conto della complessità del processo valutativo e dei lunghi tempi di realizzazione dei singoli progetti. La redditività di questi è esposta all'andamento dei prezzi del petrolio/gas che potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Eni, al pari di altre compagnie petrolifere internazionali, adotta scenari di prezzo di lungo termine nella valutazione degli investimenti, definiti sulla base della migliore stima fatta dal management dei fondamentali della domanda e dell'offerta. Questo sostiene il conseguimento della redditività attesa dei progetti nelle fasi di contrazione del ciclo petrolifero.

Per il quadriennio 2013-2016 per il quale è stato previsto un prezzo di lungo termine di 90 dollari/barile (termini reali 2016), Eni prevede un programma d'investimenti di €56,8 miliardi, di cui l'83% dedicati alla ricerca e sviluppo delle riserve di petrolio e gas, che evidenzia un incremento del 6% rispetto alla precedente manovra quadriennale dovuto alla maggiore spesa per i progetti upstream che contribuiranno alla crescita delle produzioni oltre l'orizzonte di piano (Mozambico, Venezuela, Nigeria e Indonesia). La volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento d'incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte per effetto del peso importante dei contratti di production sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi e alla remunerazione del contrattista diminuiscono all'aumentare del prezzo di riferimento del barile. Sulla base dell'attuale portafoglio di asset Eni, il management stima che per ogni dollaro/barile d'incremento delle quotazioni del petrolio la produzione Eni diminuisce di circa 1.000 barili/giorno quale effetto delle minori attribuzioni nei PSA. L'impatto delle variazioni dei prezzi sui PSA è stato trascurabile nelle produzioni dell'esercizio 2012. Questa sensitivity è valida in un intervallo di valori molto prossimi al prezzo del Brent di equilibrio di lungo termine di 90 dollari/barile adottato nel piano quadriennale Eni 2013-2016 e gli impatti sulla produzione possono variare in misura più che proporzionale man mano che il prezzo si allontana dall'assunzione base. La sensitivity può cambiare in futuro.

Nel settore Gas & Power l'aumento del prezzo del petrolio rappresenta un fattore di rischio tenuto conto che gli approvvigionamenti Eni sono indicizzati in misura prevalente al prezzo del greggio e dei suoi derivati, mentre i prezzi di vendita, in particolare nel segmento business sia all'estero sia in Italia, sono

formulati sulla base dei prezzi spot quotati agli hub continentali che presentano valori particolarmente depressi a causa della contrazione della domanda. Nel segmento regolamentato delle vendite retail, gli interventi dell'Autorità di regolamentazione possono limitare la capacità di Eni di trasferire per intero gli incrementi del costo della materia prima ai prezzi finali di vendita. Per ulteriori informazioni si rinvia alla specifica sezione sui rischi del settore Gas & Power.

I margini di vendita dei prodotti petroliferi e dei prodotti petrolchimici risentono in maniera più o meno marcata dei movimenti del prezzo del petrolio, in funzione dei ritardi temporali con i quali le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della carica. Generalmente, in presenza di forti e repentini aumenti del petrolio, i margini di raffinazione e dei prodotti petrolchimici registrano flessioni nel breve termine e viceversa. Nel 2012 l'attività di raffinazione Eni ha continuato a registrare perdite operative in un quadro di estrema volatilità dei margini. Le quotazioni dei prodotti finiti non hanno consentito di recuperare il costo della materia prima e delle utility energetiche indicizzate al costo del greggio a causa della contrazione della domanda ed eccesso di capacità. Inoltre, la riduzione dello sconto tra le quotazioni dei greggi pesanti rispetto al Marker Brent ha ridotto in maniera sensibile il vantaggio della conversione delle Raffinerie Eni. Guardando al futuro, il management prevede il perdurare dell'andamento negativo dello scenario di raffinazione nel breve/medio termine a causa dei fattori strutturali dell'industria e del debole quadro congiunturale con attese di consumi di carburanti stagnanti. Sulla base di tali driver riflessi nelle proiezioni di redditività insufficiente del piano industriale 2013-16, il management ha rilevato svalutazioni dell'importo di €846 milioni riguardanti impianti di raffinazione in sede di impairment review di bilancio. L'attività di distribuzione carburanti in Italia è stata penalizzata dal crollo dei consumi (circa -10%) e dall'eccesso di offerta di prodotto che ha indotto gli operatori a competere in maniera aggressiva sul pricing. Il management prevede che la domanda di carburanti continuerà su di un trend debole nei prossimi anni a causa delle modeste prospettive di ripresa economica in particolare in Italia. Il management ha pianificato azioni di ottimizzazione degli assetti delle raffinerie, efficienza (costi fissi e di logistica, consumi energetici), selettività negli investimenti e iniziative mirate nel marketing per attenuare la volatilità dello scenario e la ciclicità del business con l'obiettivo di recuperare la redditività nel più breve tempo possibile.

Il settore chimico Eni è notevolmente esposto, oltre che alla volatilità del costo della carica, alla ciclicità della domanda considerata la natura "commoditizzata" del portafoglio prodotti Eni e i fattori strutturali di debolezza dell'industria (basse barriere all'ingresso, eccesso di capacità, forte pressione competitiva). Nel 2012 il business ha accusato la perdita operativa adjusted di €485 milioni che quasi raddoppia la perdita 2011 a causa del crollo dei margini unitari, in particolare nel primo trimestre 2012, dovuto agli elevati costi della materia prima petrolifera che hanno portato il margine benchmark sul cracker in territorio negativo e del calo della domanda penalizzata dalla recessione. Le prospettive di breve/medio termine rimangono incerte per effetto delle prospettive incertezze sulla ripresa della domanda ancorate all'evoluzione del quadro macroeconomico in Europa, del costo

della materia prima e delle dinamiche competitive. In particolare oltre all'azione dei competitors asiatici e mediorientali, è prevedibile un recupero di quota di mercato dei produttori nordamericani favoriti dagli sviluppi dello shale gas che assicura una materia prima a basso costo. Per contrastare i deficit strutturali del proprio business petrolchimico e recuperare l'equilibrio economico nel medio termine, il management Eni ha avviato una strategia che fa leva sulla progressiva riduzione del peso dei business commodity con la ristrutturazione dei siti industriali meno competitivi. Sarà perseguita la crescita nei segmenti di nicchia, quali elastomeri e stirenici, che hanno dimostrato buona tenuta nel ciclo negativo, l'espansione internazionale e lo sviluppo delle produzioni innovative legate alle bioplastiche. Esempio al riguardo è il progetto "chimica verde" di Porto Torres che segna l'ingresso di Eni in un settore per il quale si prevedono tassi di crescita interessanti e la contemporanea chiusura di un sito in perdita strutturale.

Il settore Ingegneria & Costruzioni è esposto alla ciclicità del prezzo del petrolio considerato che le oil majors tendono a ridurre o a riprogrammare gli investimenti di esplorazione e sviluppo nelle fasi deboli del ciclo. Il settore Ingegneria & Costruzioni ha

progressivamente ridotto la propria vulnerabilità al ciclo petrolifero attraverso la maggiore diversificazione del portafoglio di attività e il solido posizionamento nel segmento dei grandi progetti upstream in ambienti complessi e ad elevato contenuto tecnologico, che hanno dimostrato una minore esposizione alle ciclicità del mercato. Tuttavia, a causa delle incertezze che gravano sull'evoluzione del quadro macroeconomico e della domanda gas e delle dinamiche competitive, il management prevede un ridimensionamento della redditività a breve termine del settore a causa del rallentamento nell'acquisizione di nuove commesse, dell'avvio di progetti a margini più contenuti per favorire l'ingresso in aree emergenti e della conclusione di commesse a margini elevati acquisite in passato nei business Engineering & Construction onshore e offshore. Il management ritiene che le prospettive di lungo termine del business rimangono favorevoli grazie alla disponibilità di mezzi navali di costruzione e perforazione tra i più avanzati al mondo per contenuto tecnologico e prestazioni, competenza del personale, contenuto locale e posizionamento competitivo sulle cui basi Saipem punta a ricostruire un portafoglio ordini robusto.

Evoluzione prevedibile della gestione

L'outlook 2013 è caratterizzato dalle incertezze che gravano sulla ripresa economica mondiale, in particolare nell'eurozona, e che frenano le decisioni d'investimento e di spesa d'impres e famiglie. Il prezzo del petrolio è sostenuto dai rischi geopolitici in un quadro di migliore bilanciamento tra domanda e offerta mondiale. Per le finalità di valutazione degli investimenti e di proiezione economico-finanziaria di breve termine, Eni assume un prezzo medio annuo del Marker Brent di 90\$/barile. Il management prevede il perdurare di condizioni negative nei settori europei del gas, della raffinazione e marketing di carburanti e della chimica. La domanda di commodity energetiche è vista debole a causa della stagnazione economica; i margini unitari sono esposti alla pressione competitiva e al rischio di nuovi rincari del costo della materia prima petrolifera in un quadro di estrema volatilità. In tale scenario, il recupero di redditività nei settori Gas & Power, Refining & Marketing e della Chimica, dipenderà in modo importante dalle azioni del management di miglioramento della posizione di costo e di ottimizzazione.

Le previsioni del management con riguardo alle principali metriche di produzione e vendita dei business Eni sono le seguenti:

- **produzione di idrocarburi:** è prevista in crescita rispetto al 2012 (1,701 milioni di boe/giorno il consuntivo 2012). I principali driver saranno gli avvii d'importanti progetti principalmente Kashagan in Kazakhstan, Angola LNG e gli asset gas in Algeria, ai quali si aggiungerà l'entrata a regime dei campi avviati nel 2012, solo in parte assorbiti dal declino delle produzioni mature;
- **vendite di gas:** sono previste sostanzialmente in linea con il 2012 escludendo l'impatto dell'uscita da Galp e altre variazioni (91,46 miliardi di metri cubi il dato consuntivo 2012 al netto delle vendite Galp e delle vendite upstream in USA; includono le vendite consolidate e la quota Eni delle joint venture). In uno scenario di perdurante debolezza della domanda e forte competizione, il management intende mantenere la quota di mercato facendo leva sul miglioramento dei costi di approvvigionamento e logistica e azioni commerciali di qualità nel servizio, pricing mirato e crescita nei segmenti più remunerativi. Proseguirà l'espansione internazionale nel GNL verso i mercati a premio del Far East;
- **lavorazioni in conto proprio:** in uno scenario di consumi stagnanti, sono previste sostanzialmente in linea con i volumi lavorati nel 2012 (30,01 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2012) con il riavvio della piena operatività della Raffineria di Gela a partire da giugno 2013 e l'entrata in esercizio del nuovo impianto di conversione spinta con Tecnologia EST presso la Raffineria di Sannazzaro a fronte della fermata della Raffineria di Venezia per la sua riconversione in Green Refinery;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e Resto d'Europa:** sono previste in linea rispetto al 2012 (10,87 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2012) al netto dell'effetto della campagna commerciale "riparti con eni" dell'estate 2012. La leggera riduzione prevista in Italia a causa della contrazione attesa dei consumi nazionali è compensata dall'incremento atteso delle vendite nel Resto d'Europa. In un contesto di accesa competizione, il management intende difendere la quota di mercato Italia facendo leva su iniziative commerciali di fidelizzazione e ritenzione dei clienti, la forza del marchio Eni, con il completamento del rebranding della rete, l'eccellenza del servizio, l'ampliamento dell'offerta oil e non oil;
- **Ingegneria & Costruzioni:** è previsto un significativo ridimensionamento delle prospettive reddituali a causa della conclusione di progetti a elevata redditività, del rallentamento nell'acquisizione degli ordini e dell'avvio di commesse a minori margini nei business Engineering & Construction Onshore e Offshore.

Nel 2013 il management prevede un livello di spending per gli investimenti in linea rispetto al 2012 (€12,76 miliardi l'ammontare degli investimenti tecnici e €0,57 miliardi quello di investimenti finanziari del consuntivo 2012 esclusi gli investimenti di Snam). I principali temi del 2013 riguarderanno lo sviluppo delle riserve di idrocarburi in Africa Occidentale, Africa Settentrionale, Norvegia, Iraq e Venezuela, i progetti esplorativi in Africa Occidentale, Egitto, Stati Uniti e temi emergenti/nuove aree, e iniziative negli altri settori di ottimizzazione e crescita selettiva con l'avvio dei lavori Green Refinery presso Venezia e i progetti elastomeri e bio-plastiche nella chimica. Il leverage a fine 2013, assumendo un prezzo del Brent medio annuo di 90 \$/barile, è previsto assestarsi sostanzialmente sugli stessi livelli di fine 2012 per effetto della gestione industriale e di portafoglio.