



Relazione finanziaria semestrale consolidata  
al 30 giugno 2013

## Missione

Siamo un'impresa integrata nell'energia,  
impegnata a crescere nell'attività di ricerca,  
produzione, trasporto, trasformazione  
e commercializzazione di petrolio e gas naturale.  
Tutti gli uomini e le donne di Eni hanno una passione  
per le sfide, il miglioramento continuo, l'eccellenza  
e attribuiscono un valore fondamentale alla persona,  
all'ambiente e all'integrità.

### CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE<sup>(1)</sup>

#### Presidente

Giuseppe Recchi<sup>(2)</sup>

#### Amministratore Delegato e Direttore Generale

Paolo Scaroni<sup>(3)</sup>

#### Amministratori

Carlo Cesare Gatto, Alessandro Lorenzi,  
Paolo Marchioni, Roberto Petri, Alessandro  
Profumo, Mario Resca, Francesco Taranto

### COLLEGIO SINDACALE<sup>(1)</sup>

#### Presidente

Ugo Marinelli

#### Sindaci effettivi

Roberto Ferranti, Paolo Fumagalli,  
Renato Righetti, Giorgio Silva

#### Sindaci supplenti

Francesco Bilotti, Maurizio Lauri

### MAGISTRATO DELLA CORTE DEI CONTI DELEGATO AL CONTROLLO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DI ENI SpA

Raffaele Squitieri<sup>(4)</sup>

#### Sostituto

Amedeo Federici<sup>(5)</sup>

#### Società di revisione<sup>(6)</sup>

Reconta Ernst & Young

Informazioni in ordine ai poteri che si è riservato il Consiglio di Amministrazione, alle deleghe conferite al Presidente e all'Amministratore Delegato, nonché alla composizione e funzioni dei Comitati del Consiglio (Comitato per il controllo interno, Compensation Committee, Comitato per le nomine e Oil-Gas Energy Committee) sono fornite nella sezione Corporate Governance disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo [http://www.eni.com/it\\_IT/governance/corporate-governance.shtml](http://www.eni.com/it_IT/governance/corporate-governance.shtml).

(1) Nominato dall'Assemblea ordinaria degli azionisti il 5 maggio 2011 per tre esercizi, fino alla data dell'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2013.

(2) Nominato dall'Assemblea ordinaria degli azionisti il 5 maggio 2011.

(3) Deleghe conferitegli dal Consiglio di Amministrazione il 6 maggio 2011.

(4) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 28 ottobre 2009.

(5) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 3-4 dicembre 2008.

(6) Incarico conferito dall'Assemblea il 29 aprile 2010 per il periodo 2010-2018.



Relazione finanziaria semestrale consolidata  
al 30 giugno 2013



## Relazione intermedia sulla gestione

4	<b>Highlight</b>
	<b>Andamento operativo</b>
7	Exploration & Production
13	Gas & Power
17	Refining & Marketing
20	Versalis
22	Ingegneria & Costruzioni
	<b>Commento ai risultati e altre informazioni</b>
24	Commento ai risultati economico-finanziari
24	Conto economico
42	Stato patrimoniale riclassificato
45	Rendiconto finanziario riclassificato
50	Fattori di rischio e incertezza
63	Evoluzione prevedibile della gestione
<b>64</b>	<b>Altre informazioni</b>
<b>66</b>	<b>Glossario</b>

## Bilancio consolidato semestrale abbreviato

69	Schemi contabili
78	Nota al bilancio consolidato semestrale abbreviato
<b>117</b>	<b>Attestazione del management</b>
<b>118</b>	<b>Relazione della Società di revisione</b>

## Allegati

	<b>Allegati al bilancio consolidato semestrale abbreviato</b>
120	Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 30 giugno 2013
156	Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

### Disclaimer

La Relazione finanziaria semestrale consolidata contiene dichiarazioni previsionali ("forward-looking statements"), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, buy-back, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza.

Per Eni si intende Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento.



## Highlight

### Risultati

- Nel primo semestre 2013, l'utile netto adjusted di €1,96 miliardi è diminuito del 46%<sup>1</sup> che si riduce al 35,9% al netto delle perdite del settore Ingegneria & Costruzioni. Tale riduzione si determina per effetto della contrazione dell'utile operativo (-43%<sup>1</sup>, che si ridetermina in -33,3% al netto delle perdite Saipem) dovuta alla flessione del prezzo del Brent e alle difficili condizioni dei settori mid e downstream.
- Il cash flow di €4,75 miliardi e gli incassi da dismissioni di €2,47 miliardi hanno coperto parte dei fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici (€5,93 miliardi), focalizzati principalmente nell'esplorazione e sviluppo delle riserve, e al pagamento dei dividendi (€2,17 miliardi). L'indebitamento finanziario netto ammonta a €16,49 miliardi con un incremento di €0,98 miliardi rispetto a fine 2012.
- Al 30 giugno 2013 il leverage è pari a 0,27.

### Acconto dividendo

- Sulla base dei risultati del primo semestre 2013 e delle previsioni per l'intero esercizio, al Consiglio di Amministrazione del 19 settembre 2013 verrà proposto un acconto dividendo di €0,55 per azione (€0,54 nel 2012). L'acconto sarà messo in pagamento a partire dal 26 settembre 2013 con stacco cedola il 23 settembre 2013.

### Cessione partecipazione in Eni East Africa

- Nel luglio 2013, Eni e China National Petroleum Corporation (CNPC) hanno concluso l'operazione di cessione della partecipazione del 28,57% nella società Eni East Africa, titolare del 70% dei diritti minerari nell'Area 4 nell'offshore del Mozambico, per il corrispettivo di \$4.210 milioni, integrato per i conguagli contrattuali previsti fino alla data di closing. CNPC attraverso la partecipazione in Eni East Africa acquisisce indirettamente una quota del 20% nell'Area 4, mentre Eni, attraverso la partecipazione in Eni East Africa, rimane proprietaria del 50%. L'entrata di CNPC nell'Area 4 ha valenza strategica per il progetto in considerazione della rilevanza del nuovo partner nei settori upstream e downstream a livello mondiale.

### Produzione di idrocarburi

- Nel primo semestre 2013 la produzione è stata di 1,624 milioni di boe/giorno in riduzione del 2,7% a causa di eventi di forza maggiore in Nigeria, particolarmente rilevanti, e in Libia, dei disinvestimenti del 2012, beneficiando parzialmente del rientro in operatività della piattaforma Elgin/Franklin nel Regno Unito. Al netto di tali fenomeni, la produzione rimane in linea grazie agli avvii e crescite del periodo che hanno compensato le fermate programmate e i declini delle produzioni mature.

### Avvii

- In linea con i piani produttivi, sono stati avviati il progetto MLE-CAFC (Eni 75%) ed El Merk (Eni 12,25%) in Algeria, l'impianto di liquefazione Angola LNG (Eni 13,6%), il progetto offshore Abo-Fase 3 in Nigeria e il giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni 40%) in Venezuela e il giacimento Skuld (Eni 11,5%) in Norvegia.

### Successi esplorativi

- I successi esplorativi registrati in Mozambico, Egitto, Angola, Congo, Ghana e Pakistan hanno consentito di accertare 950 milioni di boe di nuove risorse ad un costo unitario di 1,1 \$/boe.

### Vendite di gas naturale

- Le vendite del semestre sono state di 49,26 miliardi di metri cubi con una riduzione del 3% rispetto al primo semestre 2012. Escludendo la cessione di Galp, la flessione si riduce a -0,7%, che riflette la debolezza della domanda a causa della crisi economica e l'azione della concorrenza. Le vendite Italia hanno evidenziato una sostanziale tenuta (+1,9%) nonostante la debolezza del segmento termoelettrico.

(1) Calcolato con esclusione del contributo di Snam. Tale contributo è l'utile delle transazioni di Snam con il Gruppo Eni nel semestre 2012 incluso nelle continuing operations in base all'IFRS 5. L'utile operativo adjusted e l'utile netto adjusted non sono misure di risultato previste dagli IFRS.

## Sicurezza delle persone

➤ Nel primo semestre 2013 gli indici infortunistici di dipendenti e contrattisti hanno proseguito il trend in miglioramento sia rispetto al dato del primo semestre 2012 [-38,6% per i dipendenti e -46,7% per i contrattisti] sia rispetto al dato annuale. Per contenere il fenomeno infortunistico legato a fattori comportamentali, che si confermano la principale causa di infortunio, è proseguito il programma di comunicazione e formazione di Eni in tema di sicurezza denominato “eni in safety”. Continua l'attività del progetto “zero fatalities” al fine di fronteggiare in modo incisivo la problematica degli infortuni mortali.

## Cessione di Snam

➤ Il 9 maggio 2013 Eni ha collocato presso investitori istituzionali 395.253.345 azioni ordinarie di Snam SpA, pari all'11,69% del capitale sociale, per il corrispettivo di €1.458,5 milioni. Per effetto dell'operazione Eni completa la dismissione della partecipazione residuando l'8,54% di Snam a servizio del bond convertibile di €1.250 milioni con scadenza gennaio 2016.

## Cessione di Galp

➤ Il 31 maggio 2013 Eni ha collocato presso investitori istituzionali 55.452.341 azioni ordinarie di Galp Energia SGPS SA, pari a circa il 6,7% del capitale sociale, per il corrispettivo di €677,6 milioni.

Al 30 giugno 2013, la partecipazione Eni in Galp scende al 16,34%, di cui l'8% a servizio di un bond convertibile di circa €1.028 milioni con scadenza novembre 2015 e l'8,34% soggetto al diritto di prelazione/opzione esercitabile da Amorim Energia.

## Sviluppi di business

➤ Il Consorzio North Caspian Operating Company (NCOC) BV (Eni 16,81%) che opera lo sviluppo del giacimento Kashagan, è focalizzato sul completamento dell'Experimental Program. A giugno 2013 sono in linea gli impianti di trattamento onshore di Bolashak, mentre in luglio è iniziato l'avviamento degli impianti di produzione offshore. L'inizio della produzione dai pozzi è previsto nelle prossime settimane. La sicurezza resta la priorità del Consorzio durante tutto il processo per il raggiungimento dello start-up produttivo.

➤ Nel giugno 2013 è stato completato con Rosneft l'accordo di cooperazione strategica per la conduzione di attività esplorative nell'offshore russo del Mare di Barents (licenze di Fedynsky e Central Barents), dove sono stati avviati i rilievi sismografici, e del Mar Nero (licenza di Western Chernomorsky).

➤ Nel giugno 2013 è stata aggiudicata a seguito di un bid internazionale l'operatorship e la partecipazione del 40% nelle licenze PL 717, PL 712 e PL 716, e la partecipazione del 30% nella licenza PL 714, situate nell'offshore norvegese del Mare di Barents.

### Principali dati economici e finanziari<sup>(\*)</sup>

Esercizio 2012		(€ milioni)	Primo semestre	
			2012	2013
127.220	Ricavi della gestione caratteristica - continuing operations		63.203	<b>59.276</b>
15.071	Utile operativo - continuing operations		9.340	<b>5.293</b>
19.798	Utile operativo adjusted - continuing operations <sup>(a)</sup>		10.458	<b>5.660</b>
7.790	Utile netto - di Gruppo <sup>(b)</sup>		3.844	<b>1.818</b>
4.200	Utile netto - continuing operations <sup>(b)</sup>		3.700	<b>1.818</b>
3.590	Utile netto - discontinuing operations <sup>(b)</sup>		144	
7.130	Utile netto adjusted - continuing operations <sup>(a)</sup>		3.833	<b>1.961</b>
12.356	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		8.340	<b>4.752</b>
12.761	Investimenti tecnici - continuing operations		5.647	<b>5.931</b>
139.878	Totale attività a fine periodo		150.675	<b>137.585</b>
62.558	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi a fine periodo		63.514	<b>61.845</b>
15.511	Indebitamento finanziario netto a fine periodo		26.909	<b>16.492</b>
78.069	Capitale investito netto a fine periodo		90.423	<b>78.337</b>
18,34	Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	16,78	<b>15,78</b>
3.622,8	Numero azioni in circolazione a fine periodo	(milioni)	3.622,7	<b>3.622,8</b>

[\*] Da continuing operations. Per effetto del piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati rilevati come “discontinued operations” e rappresentati in conformità a tale trattamento contabile in tutte le parti della presente relazione.

(a) Per la definizione e la riconduzione degli utili netti nella configurazione adjusted, che escludono l'utile/perdita di magazzino e gli special item, v. il paragrafo “Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted”.

(b) Di competenza Eni.

<b>Principali indicatori reddituali e finanziari<sup>(*)</sup></b>				
<b>Esercizio 2012</b>			<b>Primo semestre</b>	
			<b>2012</b>	<b>2013</b>
	Utile netto - continuing operations			
1,16	- per azione <sup>(a)</sup>	(€)	1,02	0,50
2,98	- per ADR <sup>(a) (b)</sup>	(\$)	2,64	1,31
	Utile netto adjusted - continuing operations			
1,97	- per azione <sup>(a)</sup>	(€)	1,06	0,54
5,06	- per ADR <sup>(a) (b)</sup>	(\$)	2,75	1,42
10,1	Return On Average Capital Employed (ROACE) adjusted		n. d.	7,0
13,6	Return On Average Equity		6,2	3,1
0,25	Leverage		0,42	0,27
11,9	Coverage		14,6	8,8
1,4	Current ratio		1,2	1,4
79,8	Debt coverage		31,3	28,8

(\*) Per la definizione degli indicatori si rinvia al glossario.

(a) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto e il numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla BCE.

(b) Un ADR rappresenta due azioni.

<b>Principali dati operativi e di sostenibilità</b>				
<b>Esercizio 2012</b>			<b>Primo semestre</b>	
			<b>2012</b>	<b>2013</b>
77.838	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	73.844	81.084
12.860	di cui: - donne		12.559	13.283
51.194	- all'estero		46.814	54.509
18,9	Donne in posizioni manageriali	(%)	18,7	19,0
0,57	Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,62	0,38
0,45	Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,55	0,29
1,10	Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	0,93	0,95
3.856	Oil spill operativi nell'ambiente	(barili)	668	1.123
52,49	Emissioni dirette di gas serra	(mln ton CO <sub>2</sub> eq)	26,32	24,06
211	Costi di ricerca e sviluppo <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	82	88
<b>Exploration &amp; Production</b>				
1.701	Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.669	1.624
882	- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	861	832
127	- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	126	123
598,7	Produzione venduta	(milioni di boe)	293,8	276,1
<b>Gas &amp; Power</b>				
95,32	Vendite gas mondo <sup>(b)</sup>	(miliardi di metri cubi)	50,76	49,26
34,78	- in Italia		18,67	19,03
60,54	- internazionali		32,09	30,23
<b>Refining &amp; Marketing</b>				
30,01	Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	14,27	13,76
10,87	Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa		5,27	4,82
2.064	Erogato medio per stazione di servizio Rete Europa	(migliaia di litri)	1.079	1.003
<b>Versalis</b>				
6.090	Produzioni	(migliaia di tonnellate)	3.114	3.025
3.953	Vendite di prodotti petrolchimici		2.170	1.988
66,7	Tasso di utilizzo impianti	(%)	66,0	68,0
<b>Ingegneria &amp; Costruzioni</b>				
13.391	Ordini acquisiti	(€ milioni)	6.303	7.151
19.739	Portafoglio ordini a fine periodo		20.323	21.704

(a) Al netto dei costi generali e amministrativi.

(b) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 1,34 miliardi di metri cubi (1,30 e 2,73 miliardi di metri cubi nel semestre e nell'esercizio 2012, rispettivamente).



# Exploration & Production

## Principali indicatori di performance

Esercizio 2012			Primo semestre	
			2012	2013
0,28	Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,31	<b>0,06</b>
0,36	Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,43	<b>0,33</b>
0,81	Fatality index	(infortuni/ore lavorate) x 100.000.000	0,80	
35.881	Ricavi della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	17.896	<b>15.618</b>
18.470	Utile operativo		9.552	<b>7.436</b>
18.537	Utile operativo adjusted		9.334	<b>7.408</b>
7.426	Utile netto adjusted		3.708	<b>3.111</b>
10.307	Investimenti tecnici		4.455	<b>4.893</b>
	Prezzi medi di realizzo <sup>(b)</sup>			
102,58	- Petrolio e condensati	(\$/barile)	106,53	<b>97,60</b>
251,67	- Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	252,61	<b>256,83</b>
73,39	- Idrocarburi	(\$/boe)	75,10	<b>70,33</b>
	Produzione <sup>(b)</sup>			
882	- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	861	<b>832</b>
127	- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	126	<b>123</b>
1.701	- Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.669	<b>1.624</b>
11.304	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	10.729	<b>11.904</b>
7.371	<i>di cui: all'estero</i>		6.919	<b>7.901</b>
3.093	Oil spill operativi nell'ambiente	(barili)	614	<b>972</b>
8.384	Oil spill da atti di sabotaggio e terrorismo		5.458	<b>1.128</b>
28,46	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	13,96	<b>13,34</b>
9,46	<i>di cui: da flaring</i>		4,88	<b>5,01</b>

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

## Portafoglio minerario e attività di esplorazione

Al 30 giugno 2013 il portafoglio di Eni consiste in 1.045 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzato in 42 Paesi dei cinque continenti per una superficie totale di 286.465 chilometri quadrati in quota Eni: la superficie sviluppata è di 40.240 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 246.225 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel primo semestre 2013 le principali variazioni derivano: (i)

dall'acquisto di nuovi titoli principalmente nella Repubblica di Cipro, in Norvegia, Russia e Vietnam per una superficie di circa 43.000 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di alcune licenze principalmente in Angola, Egitto, Stati Uniti e Timor Leste per circa 5.000 chilometri quadrati.

Nel semestre sono stati ultimati 28 nuovi pozzi esplorativi (15 in quota Eni), a fronte dei 33 pozzi (19 in quota Eni) del primo semestre 2012.

Principali aree sviluppate e non sviluppate								
	31 dicembre 2012		30 giugno 2013					
	Totale Sup. netta <sup>(a)</sup>	Numero titoli	Sup. lorda <sup>(a) (b)</sup> sviluppata	Sup. lorda <sup>(a)</sup> non sviluppata	Totale Sup. lorda <sup>(a)</sup>	Sup. netta <sup>(a) (b)</sup> sviluppata	Sup. netta <sup>(a)</sup> non sviluppata	Totale Sup. netta <sup>(a)</sup>
<b>EUROPA</b>	<b>27.423</b>	<b>293</b>	<b>17.007</b>	<b>42.055</b>	<b>59.062</b>	<b>11.087</b>	<b>27.166</b>	<b>38.253</b>
<b>Italia</b>	<b>17.556</b>	<b>149</b>	<b>10.663</b>	<b>10.766</b>	<b>21.429</b>	<b>8.948</b>	<b>8.293</b>	<b>17.241</b>
<b>Resto d'Europa</b>	<b>9.867</b>	<b>144</b>	<b>6.344</b>	<b>31.289</b>	<b>37.633</b>	<b>2.139</b>	<b>18.873</b>	<b>21.012</b>
Cipro		3		12.523	12.523		10.018	10.018
Croazia	987	2	1.975		1.975	987		987
Norvegia	2.676	58	2.264	9.347	11.611	346	3.453	3.799
Polonia	1.968	3		1.968	1.968		1.968	1.968
Regno Unito	914	63	2.055	531	2.586	776	119	895
Ucraina	1.941	12	50	3.840	3.890	30	1.911	1.941
Altri Paesi	1.381	3		3.080	3.080		1.404	1.404
<b>AFRICA</b>	<b>142.796</b>	<b>280</b>	<b>63.945</b>	<b>184.769</b>	<b>248.714</b>	<b>19.835</b>	<b>119.031</b>	<b>138.866</b>
<b>Africa Settentrionale</b>	<b>21.390</b>	<b>117</b>	<b>31.859</b>	<b>16.341</b>	<b>48.200</b>	<b>14.020</b>	<b>6.982</b>	<b>21.002</b>
Algeria	1.232	42	2.582	966	3.548	1.050	137	1.187
Egitto	4.590	54	4.866	6.687	11.553	1.746	2.501	4.247
Libia	13.294	10	17.947	8.688	26.635	8.950	4.344	13.294
Tunisia	2.274	11	6.464		6.464	2.274		2.274
<b>Africa Sub-Sahariana</b>	<b>121.406</b>	<b>163</b>	<b>32.086</b>	<b>168.428</b>	<b>200.514</b>	<b>5.815</b>	<b>112.049</b>	<b>117.864</b>
Angola	6.079	72	4.803	16.826	21.629	636	3.835	4.471
Congo	5.035	27	1.835	7.681	9.516	1.017	4.008	5.025
Gabon	7.615	6		7.615	7.615		7.615	7.615
Ghana	1.885	2		5.144	5.144		1.885	1.885
Kenya	35.724	3		35.724	35.724		35.724	35.724
Liberia	2.036	3		8.145	8.145		2.036	2.036
Mozambico	9.069	1		10.207	10.207		7.145	7.145
Nigeria	7.646	41	25.448	10.838	36.286	4.162	3.484	7.646
Repubblica Democratica del Congo	263	1		478	478		263	263
Togo	6.192	2		6.192	6.192		6.192	6.192
Altri Paesi	39.862	5		59.578	59.578		39.862	39.862
<b>ASIA</b>	<b>58.042</b>	<b>78</b>	<b>16.608</b>	<b>182.873</b>	<b>199.481</b>	<b>5.581</b>	<b>81.748</b>	<b>87.329</b>
<b>Kazakhstan</b>	<b>869</b>	<b>6</b>	<b>324</b>	<b>4.609</b>	<b>4.933</b>	<b>95</b>	<b>774</b>	<b>869</b>
<b>Resto dell'Asia</b>	<b>57.173</b>	<b>72</b>	<b>16.284</b>	<b>178.264</b>	<b>194.548</b>	<b>5.486</b>	<b>80.974</b>	<b>86.460</b>
Cina	10.495	11	200	10.456	10.656	39	10.456	10.495
India	6.208	11	206	16.546	16.752	109	6.099	6.208
Indonesia	19.734	13	1.735	28.490	30.225	656	19.188	19.844
Iran	820	4	1.456		1.456	820		820
Iraq	352	1	1.074		1.074	352		352
Pakistan	10.533	19	7.911	20.210	28.121	2.281	8.055	10.336
Russia	1.469	7	3.502	64.086	67.588	1.029	21.301	22.330
Timor Leste	4.118	1		2.310	2.310		1.848	1.848
Turkmenistan	200	1	200		200	200		200
Vietnam		3		21.566	21.566		10.783	10.783
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
<b>AMERICA</b>	<b>9.075</b>	<b>381</b>	<b>4.478</b>	<b>13.668</b>	<b>18.146</b>	<b>3.028</b>	<b>5.636</b>	<b>8.664</b>
Ecuador	1.985	1	1.985		1.985	1.985		1.985
Stati Uniti	4.632	365	1.733	5.694	7.427	879	3.342	4.221
Trinidad e Tobago	66	1	382		382	66		66
Venezuela	1.066	6	378	2.427	2.805	98	968	1.066
Altri Paesi	1.326	8		5.547	5.547		1.326	1.326
<b>AUSTRALIA E OCEANIA</b>	<b>13.834</b>	<b>13</b>	<b>1.140</b>	<b>21.774</b>	<b>22.914</b>	<b>709</b>	<b>12.644</b>	<b>13.353</b>
Australia	13.796	13	1.140	21.774	22.914	709	12.644	13.353
Altri Paesi	38							
<b>Totale</b>	<b>251.170</b>	<b>1.045</b>	<b>103.178</b>	<b>445.139</b>	<b>548.317</b>	<b>40.240</b>	<b>246.225</b>	<b>286.465</b>

(a) Chilometri quadrati.

(b) La superficie sviluppata si riferisce a quei titoli per i quali almeno una porzione dell'area è in produzione o contiene riserve certe sviluppate.

## Produzione

La produzione di idrocarburi del primo semestre 2013 è stata di 1,624 milioni di boe/giorno in riduzione del 2,7% rispetto al corrispondente periodo del 2012. Il livello di produzione è stato penalizzato da eventi di forza maggiore in Nigeria, particolarmente rilevanti, e in Libia, e dai disinvestimenti del 2012 (cessione del 10% del giacimento Karachaganak e disinvestimento di Galp), mentre ha beneficiato solo parzialmente dell'operatività della piattaforma Elgin/Franklin nel Regno Unito (Eni 21,87%, giacimento operato da altra Oil Major) non in produzione nel 2012 a causa di un incidente. Al netto di tali effetti la produzione risulta in linea rispetto al primo semestre 2012. Il contributo degli avvisi di nuovi giacimenti e crescita dei campi avviati principalmente in Russia, Algeria, Angola ed Egitto sono stati compensati dalle fermate programmate, in particolare in Kazakhstan e nel Mare del Nord, e dai declini delle produzioni mature. La quota di produzione estera è stata dell'89%.

La produzione di petrolio (832 mila barili/giorno) è diminuita di 29 mila/barili giorno, pari al 3,4%, principalmente a causa delle minori produzioni in Nigeria, delle fermate programmate e del declino di produzioni mature. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dal contributo degli start-up/ramp-up essenzialmente in Egitto, Russia e Angola, e dalle maggiori produzioni in Iraq.

La produzione di gas naturale (123 milioni di metri cubi/giorno) si riduce di 3 milioni di metri cubi/giorno rispetto al corrispondente periodo del 2012 (-2,4%). Le minori produzioni in Nigeria e il declino delle produzioni mature sono state in parte compensate dal contributo degli start-up/ramp-up del periodo essenzialmente in Russia, Algeria e Angola.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 276,1 milioni di boe. La differenza di 17,8 milioni di boe rispetto alla produzione di 293,9 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas destinati all'autoconsumo.

Produzione di idrocarburi <sup>(a) (b)</sup>						
Esercizio 2012		(migliaia di boe/giorno)	Primo semestre			
			2012	2013	Var. ass.	Var. %
189	Italia		188	181	(7)	(3,7)
178	Resto d'Europa		190	154	(36)	(18,9)
586	Africa Settentrionale		571	576	5	0,9
345	Africa Sub-Sahariana		334	317	(17)	(5,1)
102	Kazakhstan		108	104	(4)	(3,7)
129	Resto dell'Asia		120	145	25	20,8
135	America		119	115	(4)	(3,4)
37	Australia e Oceania		39	32	(7)	(17,9)
<b>1.701</b>			<b>1.669</b>	<b>1.624</b>	<b>(45)</b>	<b>(2,7)</b>
<b>598,7</b>	<b>Produzione venduta</b>	(milioni di boe)	<b>293,8</b>	<b>276,1</b>	<b>(17,7)</b>	<b>(6,0)</b>

Produzione di petrolio e condensati <sup>(a)</sup>						
Esercizio 2012		(migliaia di barili/giorno)	Primo semestre			
			2012	2013	Var. ass.	Var. %
63	Italia		65	65		
95	Resto d'Europa		101	77	(24)	(23,8)
271	Africa Settentrionale		258	257	(1)	(0,4)
247	Africa Sub-Sahariana		244	239	(5)	(2,0)
61	Kazakhstan		65	64	(1)	(1,5)
44	Resto dell'Asia		39	51	12	30,8
83	America		67	68	1	1,5
18	Australia e Oceania		22	11	(11)	(50,0)
<b>882</b>			<b>861</b>	<b>832</b>	<b>(29)</b>	<b>(3,4)</b>

Produzione di gas naturale <sup>(a) (b)</sup>						
Esercizio 2012		(milioni di metri cubi/giorno)	Primo semestre			
			2012	2013	Var. ass.	Var. %
20	Italia		19	18	(1)	(5,3)
13	Resto d'Europa		14	12	(2)	(14,3)
49	Africa Settentrionale		49	50	1	2,0
15	Africa Sub-Sahariana		14	12	(2)	(14,3)
6	Kazakhstan		7	6	(1)	(14,3)
13	Resto dell'Asia		12	15	3	25,0
8	America		8	7	(1)	(12,5)
3	Australia e Oceania		3	3		
<b>127</b>			<b>126</b>	<b>123</b>	<b>(3)</b>	<b>(2,4)</b>

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

(b) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (11,8 e 9,7 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel primo semestre 2013 e 2012, e 10,9 milioni di metri cubi/giorno nel 2012).

## Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

### Italia

In Val d'Agri (Eni 60,77%) prosegue l'attività volta a finalizzare il programma di sviluppo oggetto di accordo con la Regione Basilicata nel 1998; i lavori per l'installazione di una nuova linea di trattamento gas continuano con l'obiettivo di raggiungere la capacità produttiva di 104 mila barili/giorno.

Le altre principali attività hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione sui campi di Annamaria, Angela Angelina, Cervia e Rospo nell'offshore Adriatico, Trecate nella pianura Padana, Tresauero, Gela e Ragusa in Sicilia; (ii) l'upgrading dei sistemi di compressione degli idrocarburi sulle piattaforme produttive del giacimento Barbara; (iii) l'avvio dei rispettivi programmi di sviluppo dei giacimenti Elettra e Fauzia nell'offshore Adriatico.

### Resto d'Europa

**Norvegia** Nel Mare di Barents, Eni ha acquisito l'operatorship e la partecipazione del 40% nelle licenze esplorative PL 717, PL 712 e PL 716 e la partecipazione del 30% nella licenza PL 714.

Nel marzo 2013 è stato avviato il giacimento di Skuld (Eni 11,5%), con una produzione di circa 30 mila boe/giorno (circa 4 mila boe/giorno in quota Eni).

Prosegue lo sviluppo del giacimento Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents. Lo start-up produttivo è atteso nel 2014.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato l'attività di mantenimento e ottimizzazione della produzione di Ekofisk (Eni 12,39%) attraverso la perforazione di pozzi di infilling, lo sviluppo dell'Area South, l'upgrading delle facility esistenti e l'ottimizzazione della water injection.

**Regno Unito** Nell'ambito della strategia di ottimizzazione del portafoglio, prosegue il programma di cessione degli asset in sviluppo/produzione nel Paese. È stata perfezionata la cessione del giacimento Kinnoull e di cinque asset esplorativi. La completion date relativa agli asset residuali è prevista nella seconda metà dell'anno.

Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il giacimento a gas e condensati di Jasmine (Eni 33%) con le attività di costruzione delle facility produttive e di trattamento. Lo start-up produttivo è atteso entro la fine del 2013; (ii) il giacimento West Franklin (Eni 21,87%) con la costruzione delle piattaforme produttive e pipeline di collegamento alle facility di trattamento presenti nell'area. L'avvio produttivo è previsto nel 2014.

### Africa Settentrionale

**Algeria** È stata avviata la produzione del progetto MLE-CAFC (Eni 75%). È in marcia un impianto di trattamento gas con una capacità produttiva ed export giornalieri di 9 milioni di metri cubi di gas, 15.000 barili di olio e condensato e 12.000 barili di GPL. Sono state realizzate quattro pipeline per l'esportazione collegate al network del Paese. Il progetto MLE-CAFC prevede il raggiungimento di un plateau complessivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni) entro il 2016.

Nel corso del primo semestre 2013, è stata avviata la produzione del

giacimento El Merk (Eni 12,25%) attraverso la realizzazione di un impianto di trattamento gas di 18 milioni di metri cubi/giorno, di due treni olio da 65 mila barili/giorno e di tre pipeline di esportazione collegate al network del Paese. Il picco produttivo di circa 18 mila barili/giorno in quota Eni è previsto nel 2015.

**Egitto** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a olio di Rosa North-1X nella development lease di Meleiha (Eni 56%). Lo sviluppo della scoperta prevede al momento la perforazione di un altro pozzo nel corso del 2013. La produzione complessiva nell'anno è pari a 5 mila barili/giorno e sfrutterà le sinergie con le facility produttive presenti nell'area.

Nel corso del primo semestre 2013, Eni si è aggiudicata con una quota del 100%, l'operatorship di un blocco esplorativo nelle acque profonde egiziane del mediterraneo orientale.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) attività di infilling nei giacimenti Belayim (Eni 100%), Denise (Eni 50%) e Tuna (Eni 50%) al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario; (ii) perforazione di sviluppo della scoperta Emry Deep (Eni 56%) e del giacimento Seth (Eni 50%); (iii) il proseguimento del programma di sviluppo del giacimento DEKA (Eni 50%).

### Africa Sub-Sahariana

**Angola** È stato avviato l'impianto di liquefazione gestito dal consorzio Angola LNG (Eni 13,6%), con il conseguimento del first cargo nel mese di giugno 2013. L'impianto tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas.

Proseguono le attività di sviluppo in programma sui principali progetti di: (i) West Hub nel Blocco 15/06, con start-up atteso nel quarto trimestre del 2014; (ii) Kizomba satelliti Fase 2 nelle Development Area dell'ex Blocco 15 (Eni 20%). Le attività prevedono la messa in produzione di ulteriori tre scoperte attraverso il collegamento all'esistente FPSO. Lo start-up è atteso nel 2015; (iii) Mafumeira nell'Area A del Blocco 0 (Eni 9,8%) attraverso l'installazione di piattaforme produttive e di trattamento e collegamento sottomarino. Lo start-up è previsto nel 2015; (iv) Lianzi nel Blocco 14 KA/IMI (Eni 10%), attraverso il collegamento alle esistenti facility produttive presenti nell'area. L'avvio è in programma nel 2015.

**Congo** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel blocco offshore Marine XII (Eni 65%, operatore) con la scoperta a olio e gas e l'appraisal di Nene Marine.

Prosegue lo sviluppo del giacimento di M'Boundi (Eni 83%, operatore) attraverso l'applicazione di avanzate tecniche di recupero assistito Eni e la valorizzazione economica del gas associato nell'ottica dello zero gas flaring nel 2013. Il gas è venduto con contratti long-term alle centrali elettriche presenti nell'area tra cui la CEC Centrale Electrique du Congo (Eni 20%) con una potenza installata di 300 MW. Questi impianti in futuro riceveranno anche gas dalle scoperte offshore nel permesso Marine XII.

**Mozambico** Nel luglio 2013, Eni e China National Petroleum Corporation (CNPC) hanno concluso l'operazione di cessione della partecipazione del 28,57% nella società Eni East Africa, titolare del 70%

dei diritti minerari nell'Area 4 nell'offshore del Mozambico, per il corrispettivo di \$4.210 milioni, integrato per i conguagli contrattuali previsti fino alla data di closing. CNPC attraverso la partecipazione in Eni East Africa acquisisce indirettamente una quota del 20% nell'Area 4, mentre Eni, attraverso la partecipazione in Eni East Africa, rimane proprietaria del 50%. L'entrata di CNPC nell'Area 4 ha valenza strategica per il progetto in considerazione della rilevanza del nuovo partner nei settori upstream e downstream a livello mondiale. Proseguono inoltre le attività previste del Joint Study Agreement finalizzato allo sviluppo del promettente blocco a shale gas situato nel Sichuan Basin in Cina.

Nuovi successi esplorativi sono stati registrati nel corso del primo semestre 2013 con i pozzi di delineazione Coral 3 e Mamba Sud 3. Le nuove scoperte consentono di rivalutare le stime delle riserve nel complesso di Mamba e di Coral a 2.650 miliardi di metri cubi di gas in place. Eni ha in programma la perforazione di un nuovo pozzo esplorativo che consentirà di valutare il potenziale di idrocarburi nella parte meridionale più profonda dell'Area 4.

Sulla base dell'applicazione del modello di cooperazione Eni, si prevede la realizzazione di una centrale elettrica alimentata a gas per il consumo nazionale, con il supporto del governo del Mozambico.

**Nigeria** Nel Blocco OML 125 (Eni 85%, operatore) è stato conseguito lo start-up del progetto Abo-Fase 3, sanzionato a fine 2012.

Nei Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore), proseguono le principali iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny. È in fase di completamento la flowstation di Ogbainbiri che consentirà di trattare il gas proveniente dal giacimento omonimo e da Tuomo, con volumi addizionali consegnati all'impianto di Bonny pari a circa 6 milioni di metri cubi/giorno. L'avvio è previsto entro la fine del 2013.

Nel Blocco OML 28 (Eni 5%) continua la campagna di drilling nell'ambito del progetto integrato petrolio e gas naturale nell'area di Gbaran-Ubie. Il piano di sviluppo prevede la fornitura di gas naturale all'impianto di liquefazione di Bonny attraverso la realizzazione di una Central Processing Facility (CPF) con una capacità di trattamento di circa 28 milioni di metri cubi/giorno di gas e 120 mila barili/giorno di liquidi.

Prosegue lo sviluppo del giacimento Forkados-Yokri (Eni 5%). Il progetto prevede la perforazione di 24 pozzi produttori, l'upgrading delle flowstations esistenti e la realizzazione di facility di trasporto. Lo start-up è atteso nel 2014.

Il programma di sviluppo prosegue sul giacimento Bonga NW nel Blocco OML 118 (Eni 12,5%). Le attività prevedono la perforazione e completamento di pozzi produttori e iniettori e avvio nel 2014.

## Kazakhstan

**Kashagan** Il Consorzio North Caspian Operating Company (NCO) BV (Eni 16,81%) è focalizzato sul completamento dell'Experimental Program. A giugno 2013 sono in linea gli impianti di trattamento onshore di Bolashak, mentre in luglio è iniziato l'avviamento degli impianti di produzione offshore. L'inizio della produzione dai pozzi è previsto nelle prossime settimane. La sicurezza resta la priorità del Consorzio durante tutto il processo per il raggiungimento dello start-up produttivo.

La Fase 1 dello sviluppo (Experimental Program) con una capaci-

tà produttiva iniziale di 150 mila barili/giorno, sarà potenziata nel 2014 con l'avvio del secondo treno di trattamento offshore e degli impianti di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento con l'obiettivo di raggiungere 370 mila barili/giorno di capacità installata. Un ulteriore incremento fino a 450 mila barili/giorno sarà conseguito con l'aumento della capacità di compressione per la re-iniezione di gas la cui definizione è attualmente in corso. Lo schema di sviluppo di quest'ultima fase è stato presentato alle Autorità kazake e si prevede di ricevere l'approvazione per iniziare il FEED nel corso dell'anno.

## Resto dell'Asia

**Iraq** Nell'ambito dell'attività di sviluppo del giacimento Zubair (Eni 32,8%), nel luglio 2013 è stato firmato un emendamento con la compagnia di stato irachena South Oil Company e il Ministero del Petrolio iracheno al contratto di servizio che stabilisce un nuovo target di produzione di 850.000 barili di petrolio al giorno, rispetto ai precedenti 1,2 milioni di barili di petrolio al giorno, e l'estensione della durata del contratto di servizio per altri cinque anni, fino al 2035.

**Russia** Le attività di sviluppo proseguono nel giacimento Samburskoye (Eni 29,4%) nello Yamal-Nenets, in Siberia, avviato nel 2012. Il completamento è atteso nel 2015, con un picco produttivo stimato in 146 mila boe/giorno (43 mila boe/giorno in quota Eni) nel 2016.

Proseguono le attività di sviluppo sul progetto sanzionato di Urenkoyskoye (Eni 29,4%). Lo start-up è atteso nel 2014.

Sono state avviate le attività di rilevamento sismico nelle licenze Fedynsky e Central Barents (Eni 33,33%), situate nell'offshore russo del Mare di Barents. I rilievi sismici saranno realizzati nel rispetto dei requisiti ambientali richiesti dalla legislazione russa.

## America

**Stati Uniti** Nel marzo 2013, Eni si è aggiudicata cinque blocchi offshore situati nelle aree di Mississippi Canyon e Desoto Canyon, nel Golfo del Messico.

È stata sanzionata la Fase 1 del programma di sviluppo del giacimento Heidelberg (Eni 12,5%) nell'offshore profondo del Golfo del Messico. Il progetto prevede la perforazione di 5 pozzi produttori e l'installazione di una piattaforma produttiva. Lo start-up è atteso nel secondo semestre 2016, con una produzione pari a circa 9 mila boe/giorno in quota Eni.

Le attività di sviluppo nel Golfo del Messico hanno riguardato principalmente: (i) la perforazione e il completamento dei pozzi e installazione delle facility sui giacimenti di Hadrian South (Eni 30%), Lucius/Hadrian North (Eni 5,4%) e St. Malo (Eni 1,25%); (ii) attività di infilling sui giacimenti in produzione di Appaloosa (Eni 100%, operatore), Longhorn (Eni 75%, operatore), Pegasus (Eni 58%, operatore) e Front Runner (Eni 37,5%); (iii) attività di manutenzione sulla pipeline di collegamento alla piattaforma produttiva di Corral. Proseguono le attività di drilling a progetto sui giacimenti di Nikaitchuq (Eni 100%, operatore) e Oooguruk (Eni 30%) in Alaska.

**Venezuela** Nel marzo 2013 è stata avviata la produzione (Accelerated Early Production) del giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni

40%), nella Faja dell'Orinoco, con volumi "in place" certificati di 35 miliardi di barili. La produzione della fase di Early Production è prevista raggiungere un plateau di 75 mila barili/giorno nel corso del 2015, con un plateau di lungo termine di 240 mila barili/giorno entro il 2018. Il progetto prevede anche la realizzazione di una raffineria con una capacità di circa 350 mila barili/giorno. Eni finanzia la quota PDVSA dei costi di sviluppo per la fase di Early Production e per l'ingegneria della raffineria fino ad un ammontare pari a \$1,74 miliardi.

Prosegue il progetto sanzionato del giacimento a gas di Perla, localizzato nel Blocco Cardon IV (Eni 35%), nel Golfo di Venezuela. La prima fase di sviluppo (early production) prevede la messa in produzione degli attuali pozzi di scoperta/appraisal e l'installazione di piattaforme collegate tramite gasdotto a un impianto di trattamento onshore. Il target produttivo stimato in circa 9 milioni di metri cubi/giorno è atteso nel 2015. Lo sviluppo del giacimento continuerà con ulteriori due fasi che prevedono la perforazione di pozzi aggiuntivi e l'upgrading delle facilities di trattamento. Il plateau di produzione è stimato in circa 34 milioni di metri cubi/giorno.

## Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (€4.893 milioni) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (€3.907 milioni), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Angola, Congo, Kazakhstan e Nigeria. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione pozzi di sviluppo e completamento in Val d'Agri, nonché interventi di sidetrack e workover nelle aree mature. Gli investimenti di ricerca esplorativa (€944 milioni) hanno riguardato per il 97% le attività all'estero, in particolare in Mozambico, Togo, Congo, Angola e Cina nonché l'acquisizione di nuove licenze nella Repubblica di Cipro e in Vietnam. Le attività di ricerca esplorativa in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area dell'offshore Adriatico, della Val d'Agri e Val Padana.

Investimenti tecnici		(€ milioni)			
Esercizio 2012		2012	Primo semestre		Var. %
			2013	Var. ass.	
795	Italia	357	393	36	10,1
2.162	Resto d'Europa	967	1.139	172	17,8
1.474	Africa Settentrionale	612	388	(224)	(36,6)
3.129	Africa Sub-Sahariana	1.347	1.606	259	19,2
720	Kazakhstan	341	324	(17)	(5,0)
874	Resto dell'Asia	311	527	216	69,5
1.043	America	508	481	(27)	(5,3)
110	Australia e Oceania	12	35	23	..
<b>10.307</b>		<b>4.455</b>	<b>4.893</b>	<b>438</b>	<b>9,8</b>

# Gas & Power

## Principali indicatori di performance

Esercizio 2012			Primo semestre	
			2012	2013
1,84	Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,77	<b>1,06</b>
3,64	Indice di frequenza infortuni contrattisti		5,24	<b>1,49</b>
36.200	Ricavi della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	19.993	<b>17.362</b>
(3.219)	Utile operativo		(641)	<b>(559)</b>
356	Utile operativo adjusted		618	<b>(663)</b>
47	- Mercato		434	<b>(761)</b>
309	- Trasporto Internazionale		184	<b>98</b>
473	Utile netto adjusted		625	<b>(371)</b>
1.316	EBITDA pro-forma adjusted		1.186	<b>(300)</b>
858	- Mercato		921	<b>(471)</b>
458	- Trasporto internazionale		265	<b>171</b>
225	Investimenti tecnici		85	<b>85</b>
95,32	Vendite gas mondo <sup>(b)</sup>	(miliardi di metri cubi)	50,76	<b>49,26</b>
34,78	- in Italia		18,67	<b>19,03</b>
60,54	- internazionali		32,09	<b>30,23</b>
42,58	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	21,91	<b>17,85</b>
4.752	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	4.746	<b>4.199</b>
12,70	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	6,62	<b>5,54</b>

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 1,34 miliardi di metri cubi (1,30 e 2,73 miliardi di metri cubi nel primo semestre e nell'esercizio 2012).

## Mercato

### Gas naturale

#### Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 44,25 miliardi di metri cubi con un decremento rispetto al primo semestre del 2012 di 1,82 miliardi di metri cubi, pari al 4%.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (40,57 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 92% del totale, sono diminuiti di 1,76

miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2012 (-4,2%), per effetto della riduzione dei volumi approvvigionati da tutti i principali mercati, in particolare Algeria (-3,77 miliardi di metri cubi) e Norvegia (-1,72 miliardi di metri cubi), ad eccezione della Russia (+6,14 miliardi di metri cubi).

Gli approvvigionamenti in Italia (3,68 miliardi di metri cubi) sono sostanzialmente in linea (-0,06 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2012).

Approvvigionamenti di gas naturale		(miliardi di metri cubi)			
Esercizio 2012		Primo semestre			
		2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>7,55</b>	<b>Italia</b>	<b>3,74</b>	<b>3,68</b>	<b>(0,06)</b>	<b>(1,6)</b>
19,83	Russia	8,88	15,02	6,14	69,1
14,45	Algeria (incluso il GNL)	8,66	4,89	(3,77)	(43,5)
6,55	Libia	3,20	3,09	(0,11)	(3,4)
11,97	Paesi Bassi	7,50	6,86	(0,64)	(8,5)
12,13	Norvegia	6,74	5,02	(1,72)	(25,5)
3,20	Regno Unito	1,66	1,44	(0,22)	(13,3)
0,61	Ungheria	0,31	0,29	(0,02)	(6,5)
2,88	Qatar (GNL)	1,49	1,49		
5,43	Altri acquisti di gas naturale	2,97	1,72	(1,25)	(42,1)
2,14	Altri acquisti di GNL	0,92	0,75	(0,17)	(18,5)
<b>79,19</b>	<b>Estero</b>	<b>42,33</b>	<b>40,57</b>	<b>(1,76)</b>	<b>(4,2)</b>
<b>86,74</b>	<b>TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE</b>	<b>46,07</b>	<b>44,25</b>	<b>(1,82)</b>	<b>(4,0)</b>
(1,35)	Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	(1,17)	0,80	1,97	..
(0,28)	Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni	(0,13)	(0,07)	0,06	..
<b>85,11</b>	<b>DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE</b>	<b>44,77</b>	<b>44,98</b>	<b>0,21</b>	<b>0,5</b>
<b>7,48</b>	<b>Disponibilità per la vendita delle società collegate</b>	<b>4,69</b>	<b>2,94</b>	<b>(1,75)</b>	<b>(37,3)</b>
<b>2,73</b>	<b>Volumi E&amp;P</b>	<b>1,30</b>	<b>1,34</b>	<b>0,04</b>	<b>3,1</b>
<b>95,32</b>	<b>TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA</b>	<b>50,76</b>	<b>49,26</b>	<b>(1,50)</b>	<b>(3,0)</b>

### Vendite di gas naturale

In un quadro congiunturale recessivo caratterizzato dalla debolezza della domanda di gas e dalla crescente pressione competitiva, le vendite di gas naturale del primo semestre 2013 di 49,26 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P

in Europa e nel Golfo del Messico) hanno evidenziato una flessione di 1,50 miliardi di metri cubi rispetto al semestre 2012, pari al 3%. Escludendo le vendite Galp che, a seguito del termine del patto di sindacato, cessa di essere collegata di Eni, il calo delle vendite si riduce allo 0,7%.

Vendite di gas per entità		(miliardi di metri cubi)			
Esercizio 2012		Primo semestre			
		2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>84,30</b>	<b>Vendite delle società consolidate</b>	<b>44,42</b>	<b>44,35</b>	<b>(0,07)</b>	<b>(0,2)</b>
34,66	Italia (inclusi autoconsumi)	18,60	18,96	0,36	1,9
44,57	Resto d'Europa	23,34	22,50	(0,84)	(3,6)
5,07	Extra Europa	2,48	2,89	0,41	16,5
<b>8,29</b>	<b>Vendite delle società collegate (quota Eni)</b>	<b>5,04</b>	<b>3,57</b>	<b>(1,47)</b>	<b>(29,2)</b>
0,12	Italia	0,07	0,07		..
6,45	Resto d'Europa	4,10	2,70	(1,40)	(34,1)
1,72	Extra Europa	0,87	0,80	(0,07)	(8,0)
<b>2,73</b>	<b>E&amp;P in Europa e nel Golfo del Messico</b>	<b>1,30</b>	<b>1,34</b>	<b>0,04</b>	<b>3,1</b>
<b>95,32</b>	<b>TOTALE VENDITE GAS MONDO</b>	<b>50,76</b>	<b>49,26</b>	<b>(1,50)</b>	<b>(3,0)</b>

Le vendite in Italia di 19,03 miliardi di metri cubi registrano un aumento di 0,36 miliardi di metri cubi, pari all'1,9% dovuto principalmente all'incremento dei volumi commercializzati al PSV/Borsa (+0,69 miliardi di metri cubi) e al segmento grossista (+0,60 miliardi di metri cubi) per effetto delle efficaci politiche commerciali e della riconquista di clienti. Tale aumento è stato parzialmente compensato dai minori volumi venduti al segmento termoelettrico (-0,24 miliardi di metri cubi) e industriale (-0,17 miliardi di metri cubi), penalizzati dal debole andamento della domanda elettrica e dalla competizione delle fonti rinnovabili e del carbone. Gli importatori in Italia hanno ampliato in misura rilevante i ritiri (+1,46 miliardi di metri cubi) grazie al rientro delle disponibilità del gas libico. Le vendite nei mercati europei hanno registrato una flessione di

3,70 miliardi di metri cubi (-14%) penalizzate dalla performance registrata in Penisola Iberica (-1,26 miliardi di metri cubi), per effetto dell'esclusione delle vendite Galp per la cessazione del rapporto di collegamento. Al netto di tale fattore, le vendite in Europa evidenziano una riduzione del 10,2%, penalizzate dalle flessioni nei mercati di Benelux (-1,25 miliardi di metri cubi) per effetto delle minori vendite all'hub e Turchia (-0,50 miliardi di metri cubi) per effetto dei minori ritiri da parte di Botas. In controtendenza la performance registrata in Germania/Austria per effetto delle efficaci politiche commerciali intraprese (+0,13 miliardi di metri cubi). In aumento le vendite nei mercati extra europei (+0,34 miliardi di metri cubi) sostenute dal positivo andamento dell'attività di commercializzazione di GNL in particolare in Giappone e Argentina.



<b>Vendite di gas per mercato</b>		<b>(miliardi di metri cubi)</b>			
<b>Esercizio 2012</b>		<b>Primo semestre</b>			
		<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>Var. ass.</b>	<b>Var. %</b>
<b>34,78</b>	<b>ITALIA</b>	<b>18,67</b>	<b>19,03</b>	<b>0,36</b>	<b>1,9</b>
4,65	Grossisti	2,47	3,07	0,60	24,3
7,52	PSV e borsa	3,95	4,64	0,69	17,5
6,93	Industriali	3,51	3,34	(0,17)	(4,8)
0,81	PMI e terziario	0,51	0,57	0,06	11,8
2,55	Termoelettrici	1,26	1,02	(0,24)	(19,0)
5,89	Residenziali	3,63	3,54	(0,09)	(2,5)
6,43	Autoconsumi	3,34	2,85	(0,49)	(14,7)
<b>60,54</b>	<b>VENDITE INTERNAZIONALI</b>	<b>32,09</b>	<b>30,23</b>	<b>(1,86)</b>	<b>(5,8)</b>
<b>51,02</b>	<b>Resto d'Europa</b>	<b>27,44</b>	<b>25,20</b>	<b>(2,24)</b>	<b>(8,2)</b>
2,73	Importatori in Italia	1,02	2,48	1,46	143,1
48,29	Mercati europei	26,42	22,72	(3,70)	(14,0)
6,29	<i>Penisola Iberica</i>	3,68	2,42	(1,26)	(34,2)
7,78	<i>Germania/Austria</i>	4,35	4,48	0,13	3,0
10,31	<i>Benelux</i>	6,04	4,79	(1,25)	(20,7)
2,02	<i>Ungheria</i>	1,24	1,09	(0,15)	(12,1)
4,75	<i>Regno Unito</i>	1,86	1,86		
7,22	<i>Turchia</i>	3,75	3,25	(0,50)	(13,3)
8,36	<i>Francia</i>	4,55	4,36	(0,19)	(4,2)
1,56	<i>Altro</i>	0,95	0,47	(0,48)	(50,5)
<b>6,79</b>	<b>Mercati extra europei</b>	<b>3,35</b>	<b>3,69</b>	<b>0,34</b>	<b>10,1</b>
<b>2,73</b>	<b>E&amp;P in Europa e nel Golfo del Messico</b>	<b>1,30</b>	<b>1,34</b>	<b>0,04</b>	<b>3,1</b>
<b>95,32</b>	<b>TOTALE VENDITE GAS MONDO</b>	<b>50,76</b>	<b>49,26</b>	<b>(1,50)</b>	<b>(3,0)</b>

## Energia elettrica

### Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi, Ferrara, Bolgiano e con impianti fotovoltaici sul territorio nazionale. Nel primo semestre 2013, la produzione di energia elettrica è stata di 11,14 terawattora con un decremento di 2,13 terawattora rispetto al primo semestre 2012, pari al 16,1%, per effetto essenzialmente delle minori produzioni presso le centrali di Ferrara e Mantova, a seguito del crollo della domanda. Al 30 giugno 2013, la potenza installata in esercizio è di 5,3 gigawatt (5,3 gigawatt al 31 dicembre 2012). In riduzione l'attività di commercializzazione (-1,93 terawattora) per effetto dei minori acquisti a seguito del calo della domanda.

### Vendite di energia elettrica

Nel primo semestre 2013, le vendite di energia elettrica (17,85 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (79%), borsa elettrica (8%), siti industriali (9%) e altro (4%).

Le vendite di energia elettrica nel primo semestre 2013 sono in diminuzione di 4,06 terawattora, pari al 18,5%, per effetto della debolezza della domanda elettrica. In flessione i volumi scambiati sulla borsa elettrica (-2,03 TWh rispetto al primo semestre 2012) e le vendite ai grossisti, che hanno assorbito l'impatto positivo dell'incremento delle vendite ai clienti retail.

<b>Esercizio 2012</b>			<b>Primo semestre</b>			
			<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>Var. ass.</b>	<b>Var. %</b>
5.206	Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	2.640	2.271	(369)	(14,0)
462	Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	253	235	(18)	(7,1)
25,67	Produzione di energia elettrica	(terawattora)	13,27	11,14	(2,13)	(16,1)
12.603	Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	7.517	5.343	(2.174)	(28,9)

<b>Disponibilità di energia elettrica</b>		<b>(terawattora)</b>			
<b>Esercizio 2012</b>		<b>2012</b>	<b>Primo semestre</b>		
			<b>2013</b>	<b>Var. ass.</b>	<b>Var. %</b>
25,67	Produzione di energia elettrica	13,27	11,14	(2,13)	(16,1)
16,91	Acquisti di energia elettrica <sup>(a)</sup>	8,64	6,71	(1,93)	(22,3)
<b>42,58</b>		<b>21,91</b>	<b>17,85</b>	<b>(4,06)</b>	<b>(18,5)</b>
31,84	Mercato libero	16,08	14,07	(2,01)	(12,5)
6,10	Borsa elettrica	3,47	1,44	(2,03)	(58,5)
3,30	Siti	1,65	1,63	(0,02)	(1,2)
1,34	Altro <sup>(a)</sup>	0,71	0,71		
<b>42,58</b>	<b>Vendite di energia elettrica</b>	<b>21,91</b>	<b>17,85</b>	<b>(4,06)</b>	<b>(18,5)</b>

(a) Includono gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi.

## Investimenti tecnici

Nel primo semestre 2013 gli investimenti tecnici di €85 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione

elettrica (€43 milioni) e iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€33 milioni).

<b>Investimenti tecnici</b>		<b>(€ milioni)</b>			
<b>Esercizio 2012</b>		<b>2012</b>	<b>Primo semestre</b>		
			<b>2013</b>	<b>Var. ass.</b>	<b>Var. %</b>
212	Mercato	78	76	(2)	(2,6)
13	Trasporto Internazionale	7	9	2	28,6
<b>225</b>		<b>85</b>	<b>85</b>		

# Refining & Marketing

## Principali indicatori di performance

Esercizio 2012			Primo semestre	
			2012	2013
1,08	Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,91	<b>0,31</b>
2,32	Indice di frequenza infortuni contrattisti		2,74	<b>0,75</b>
62.656	Ricavi della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	29.501	<b>29.728</b>
(1.296)	Utile operativo		(674)	<b>(557)</b>
(321)	Utile operativo adjusted		(366)	<b>(326)</b>
(179)	Utile netto adjusted		(253)	<b>(191)</b>
842	Investimenti tecnici		290	<b>210</b>
30,01	Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	14,27	<b>13,76</b>
61	Grado di conversione del sistema	(%)	61	<b>64</b>
767	Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	767	<b>767</b>
10,87	Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa	(milioni di tonnellate)	5,27	<b>4,82</b>
6.384	Stazioni di servizio Rete Europa a fine periodo	(numero)	6.372	<b>6.337</b>
2.064	Erogato medio per stazioni di servizio Rete Europa	(migliaia di litri)	1.003	<b>910</b>
1,48	Grado di efficienza della rete	(%)	1,64	<b>1,38</b>
7.125	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	7.333	<b>6.953</b>
6,03	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	3,09	<b>2,43</b>
16,99	Emissioni di SO <sub>x</sub> (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate SO <sub>2</sub> eq)	10,19	<b>4,87</b>

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

## Raffinazione

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel primo semestre 2013 sono state di 13,76 milioni di tonnellate con una diminuzione del 3,6% rispetto al corrispondente periodo del 2012 (-0,51 milioni di tonnellate). In Italia la flessione dei volumi processati (-3%) riflette l'impatto dell'upset sulla Raffineria di Sannazzaro e delle fermate programmate del sito di Gela (con la fermata di due linee produttive a partire da giugno 2012) a cui si è aggiunto il blocco temporaneo dell'impianto di topping occorso nel mese di giugno 2013. Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati dalle maggiori lavorazioni effettuate presso la Raffineria di Venezia che lo scorso anno era ferma per manutenzione programmata.

All'estero le lavorazioni in conto proprio sono diminuite di 0,15 milioni di tonnellate (-6,1%) in particolare in Germania per la fermata di manutenzione programmata della Raffineria di Schwedt e in Repubblica Ceca per le fermate in Ceska Rafinerska.

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 9,59 milioni di tonnellate, in diminuzione di 0,25 milioni di tonnellate (-2,5%) rispetto al primo semestre 2012, determinando un tasso di utilizzo del 67%, in diminuzione rispetto al periodo di confronto coerentemente con l'andamento negativo dello scenario. Il 22,1% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in calo di 7,2 punti percentuali rispetto al primo semestre 2012 (29,3%), equivalenti a un minor volume di circa 360 mila tonnellate.

Disponibilità di prodotti petroliferi		(milioni di tonnellate)			
Esercizio 2012		2012	Primo semestre		
			2013	Var. ass.	Var. %
	<b>ITALIA</b>				
20,84	Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	9,84	9,59	(0,25)	(2,5)
(0,47)	Lavorazioni in conto terzi	(0,22)	(0,31)	(0,09)	(40,9)
4,52	Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	2,19	2,17	(0,02)	(0,9)
<b>24,89</b>	<b>Lavorazioni in conto proprio</b>	<b>11,81</b>	<b>11,45</b>	<b>(0,36)</b>	<b>(3,0)</b>
(1,34)	Consumi e perdite	(0,66)	(0,60)	0,06	9,1
<b>23,55</b>	<b>Prodotti disponibili da lavorazioni</b>	<b>11,15</b>	<b>10,85</b>	<b>(0,30)</b>	<b>(2,7)</b>
3,35	Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	2,20	2,09	(0,11)	(5,0)
(2,36)	Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(1,21)	(1,50)	(0,29)	(24,0)
(0,75)	Consumi per produzione di energia elettrica	(0,39)	(0,28)	0,11	29,0
<b>23,79</b>	<b>Prodotti venduti</b>	<b>11,75</b>	<b>11,16</b>	<b>(0,59)</b>	<b>(5,0)</b>
	<b>ESTERO</b>				
<b>5,12</b>	<b>Lavorazioni in conto proprio</b>	<b>2,46</b>	<b>2,31</b>	<b>(0,15)</b>	<b>(6,1)</b>
(0,23)	Consumi e perdite	(0,11)	(0,10)	0,01	9,1
<b>4,89</b>	<b>Prodotti disponibili da lavorazioni</b>	<b>2,35</b>	<b>2,21</b>	<b>(0,14)</b>	<b>(6,0)</b>
17,29	Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	7,46	6,21	(1,25)	(16,8)
2,36	Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	1,21	1,50	0,29	24,0
<b>24,54</b>	<b>Prodotti venduti</b>	<b>11,02</b>	<b>9,92</b>	<b>(1,10)</b>	<b>(10,0)</b>
<b>30,01</b>	<b>Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero</b>	<b>14,27</b>	<b>13,76</b>	<b>(0,51)</b>	<b>(3,6)</b>
6,39	<i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i>	3,14	2,78	(0,36)	(11,5)
<b>48,33</b>	<b>Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero</b>	<b>22,77</b>	<b>21,08</b>	<b>(1,69)</b>	<b>(7,4)</b>
<b>36,56</b>	<b>Vendite di greggi</b>	<b>17,03</b>	<b>18,47</b>	<b>1,44</b>	<b>8,5</b>
<b>84,89</b>	<b>TOTALE VENDITE</b>	<b>39,80</b>	<b>39,55</b>	<b>(0,25)</b>	<b>(0,6)</b>

## Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel primo semestre 2013 le vendite di prodotti petroliferi (21,08 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,69 milioni di tonnellate rispetto al corrispondente periodo del 2012, pari al 7,4%, per ef-

fetto principalmente dei minori volumi venduti all'estero a società petrolifere e in Italia.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero		(milioni di tonnellate)			
Esercizio 2012		2012	Primo semestre		
			2013	Var. ass.	Var. %
7,83	Rete	3,79	3,36	(0,43)	(11,3)
8,62	Extrarete	4,24	3,94	(0,30)	(7,1)
1,26	Petrolchimica	0,68	0,63	(0,06)	(8,1)
6,08	Altre vendite	3,04	3,24	0,20	6,7
<b>23,79</b>	<b>Vendite in Italia</b>	<b>11,75</b>	<b>11,17</b>	<b>(0,58)</b>	<b>(4,9)</b>
3,04	Rete Resto d'Europa	1,48	1,46	(0,02)	(1,4)
3,96	Extrarete Resto d'Europa	1,92	2,02	0,10	5,2
0,42	Extrarete mercati extra europei	0,21	0,21		
17,12	Altre vendite	7,41	6,22	(1,19)	(16,1)
<b>24,54</b>	<b>Vendite all'estero</b>	<b>11,02</b>	<b>9,91</b>	<b>(1,11)</b>	<b>(10,1)</b>
<b>48,33</b>	<b>VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO</b>	<b>22,77</b>	<b>21,08</b>	<b>(1,69)</b>	<b>(7,4)</b>

### Vendite rete Italia

Nel primo semestre 2013, le vendite sulla rete in Italia (3,36 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al corrispondente periodo del 2012 (circa 430 mila tonnellate, -11,3%) per effetto della contrazione dei consumi in particolare di gasolio e benzina. La quota di mercato media del primo semestre 2013 è del 28,6%, in diminuzione di 2 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (30,6%) che beneficiava dal mese di giugno e rispetto al 2013 dell'effetto positivo dell'iniziativa "riparti con eni". Al 30 giugno 2013 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.729 stazioni di servizio con un decremento di 51 unità rispetto al 31 dicembre 2012 (4.780 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra chiusure/abbandoni di impianti a basso erogato (79 unità) parzialmente compensati da nuovi convenzionamenti di 28 stazioni di servizio.

Con riferimento all'iniziativa promozionale "you&eni", il programma di fidelizzazione della base clienti lanciato nel febbraio 2010 con durata quinquennale, le carte che nel primo semestre del 2013 hanno effettuato almeno una transazione sono circa 2,4 milioni di cui circa 0,5 milioni rappresentate dalle nuove carte consumer di pagamento e loyalty lanciate ad inizio anno. Il volume venduto a clienti che hanno usufruito dell'accumulo punti con le card è stato pari a circa il 40 % dell'erogato complessivo della rete al netto della modalità iperself che non prevede l'accumulo di punti.

L'erogato medio (839 mila litri) è diminuito di circa 119 mila litri rispetto al primo semestre 2012 (959 mila litri), con una flessione (-12,5%) superiore a quella dei consumi nazionali, a causa dell'intensificarsi della pressione competitiva.

### Vendite rete Resto d'Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 1,46 milioni di tonnellate sono in riduzione dell'1,4% rispetto al primo semestre 2012 (circa -20 mila tonnellate). Il contributo positivo delle maggiori vendite in Austria e Slovenia è stato compensato dalle flessioni dei volumi registrati negli altri Paesi europei a seguito della contrazione della domanda.

Al 30 giugno 2013 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.608 stazioni di servizio con un aumento di 4 uni-

tà rispetto al 31 dicembre 2012 (1.604 stazioni di servizio) per effetto del saldo positivo tra aperture e chiusure su impianti di proprietà e convenzionati.

L'erogato medio (1.117 mila litri) è in diminuzione di circa 16 mila litri rispetto al primo semestre 2012 (1.133 mila litri).

### Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia di 3,94 milioni di tonnellate hanno registrato una flessione di circa 300 mila tonnellate, pari al 7,1% per effetto principalmente del calo delle vendite di gasolio e di combustibili per effetto della riduzione della domanda del segmento industriale. La quota di mercato extrarete media nel primo semestre 2013 è del 28,8% (29% nel corrispondente periodo del 2012).

Le vendite al settore Petrolchimica (0,63 milioni di tonnellate) registrano una flessione dell'8,1% riferibile alle minori forniture di feedstock in relazione alla contrazione della domanda del settore industriale.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 2,02 milioni di tonnellate, sono aumentate del 5,2% rispetto al primo semestre 2012. Le altre vendite (9,46 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,99 milioni di tonnellate, pari al 9,4% per effetto delle minori vendite ad altre società petrolifere.

## Investimenti tecnici

Nel primo semestre 2013, gli investimenti tecnici del settore di €210 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione, supply e di logistica in Italia e all'estero (€163 milioni), finalizzati essenzialmente al miglioramento del grado di conversione e della flessibilità degli impianti, in particolare presso la Raffineria di Sannazzaro, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) il potenziamento, la ristrutturazione e il rebranding della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (€28 milioni) e nel Resto d'Europa (€19 milioni).

Complessivamente nel primo semestre 2013 gli investimenti in salute, sicurezza e ambiente sono stati di €51 milioni.

Investimenti tecnici		(€ milioni)			
Esercizio 2012		Primo semestre			Var. %
		2012	2013	Var. ass.	
622	Raffinazione, supply e logistica	243	163	(80)	(32,9)
220	Marketing	47	47		
<b>842</b>		<b>290</b>	<b>210</b>	<b>(80)</b>	<b>(27,6)</b>

## Principali indicatori di performance

Esercizio 2012			Primo semestre	
			2012	2013
0,76	Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,43	<b>1,07</b>
1,66	Indice di frequenza infortuni contrattisti		1,85	<b>0,33</b>
6.418	Ricavi della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	3.241	<b>3.063</b>
3.050	<i>Intermedi</i>		1.479	<b>1.418</b>
3.188	<i>Polimeri</i>		1.660	<b>1.524</b>
180	<i>Altri ricavi</i>		102	<b>121</b>
(681)	Utile operativo		(229)	<b>(278)</b>
(483)	Utile operativo adjusted		(194)	<b>(145)</b>
(395)	Utile netto adjusted		(143)	<b>(136)</b>
172	Investimenti tecnici		66	<b>111</b>
6.090	Produzioni	(migliaia di tonnellate)	3.114	<b>3.025</b>
3.953	Vendite di prodotti petrolchimici		1.988	<b>1.968</b>
66,7	Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	68,7	<b>67,7</b>
5.668	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	5.711	<b>5.701</b>
3,69	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	1,87	<b>1,95</b>
2,19	Emissioni SO <sub>x</sub> (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate SO <sub>2</sub> eq)	1,20	<b>0,78</b>

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

## Vendite - produzioni - prezzi

Nel primo semestre 2013 le vendite (1.968 mila tonnellate) sono sostanzialmente in linea rispetto al primo semestre 2012 (-20 mila tonnellate; - 1%) a causa principalmente della debolezza della domanda che riflette l'impatto negativo della recessione economica in atto. Le flessioni registrate negli elastomeri (-14,6%) per il deciso calo della domanda nel mercato di riferimento, fenoli/derivati (-14,3%) per la fermata programmata dell'impianto di Mantova e stirenici (-3%) sono state quasi completamente compensate dai maggiori volumi commercializzati di olefine e polietilene (+6% e 3,3%, rispettivamente).

I prezzi medi unitari sono stati complessivamente inferiori (-4,2%) rispetto al semestre 2012, con situazioni differenziate tra i vari business: in flessione tutti i prodotti delle olefine nel segmento monomeri, risultano in crescita le quotazioni del benzene, degli aromatici (+13,5%) e derivati (+6%). Tra i polimeri in miglioramento gli stirenici e stabile il polietilene mentre i prezzi degli elastomeri risultano essere ancora fortemente penalizzati dal deciso calo della domanda nel segmento tyre e automotive in Europa.

Le produzioni (3.025 mila tonnellate) hanno registrato un decremento di 89 mila tonnellate rispetto allo stesso periodo dello scorso

anno, pari al 2,9%, con le riduzioni più sensibili negli elastomeri (-15,7%) penalizzati dalla crisi del settore auto e flessioni di minore entità negli stirenici (-6%) e polietilene (-3,4%). Sostanzialmente stabili le produzioni degli intermedi.

Le principali flessioni produttive si sono registrate presso l'impianto di Ravenna (-15%) per effetto dei minori volumi lavorati di gomme nonché per la fermata di manutenzione programmata dell'impianto di butadiene, Dunkerque (-9,6%) e Mantova (-8,8%) per la fermata programmata dei fenoli/derivati. Tali decrementi sono stati parzialmente compensati dalle maggiori produzioni registrate presso i siti di Sarroch (+24,8%), che risentiva nel corrispondente periodo dello scorso esercizio di fermate per manutenzione programmata, e Priolo (+20,4%), che nel primo semestre 2012 era stato utilizzato a marcia ridotta per contenere lo stock di polietilene, e Ragusa (+12,6%).

La capacità produttiva nominale si è ridotta per effetto di attività di razionalizzazione eseguite nel corso del periodo. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato essere pari al 67,7% (68,7% nel primo semestre 2012).

Disponibilità di prodotti		(migliaia di tonnellate)			
Esercizio 2012		Primo semestre			
		2012	2013	Var. ass.	Var. %
4.112	Intermedi	1.813	1.808	(5)	(0,3)
1.978	Polimeri	1.301	1.217	(84)	(6,5)
<b>6.090</b>	<b>Produzioni</b>	<b>3.114</b>	<b>3.025</b>	<b>(89)</b>	<b>(2,9)</b>
(2.545)	Consumi e perdite	(1.325)	(1.224)	101	(7,6)
408	Acquisti e variazioni rimanenze	199	167	(32)	(16,1)
<b>3.953</b>		<b>1.988</b>	<b>1.968</b>	<b>(20)</b>	<b>(1,0)</b>

## Andamento per business

### Intermedi

Nel primo semestre 2013 i ricavi degli intermedi (€1.418 milioni) sono diminuiti di €61 milioni rispetto al primo semestre 2012 (-4,1%), a causa essenzialmente della riduzione dei prezzi medi unitari con trend differenziati nei vari business: nelle olefine sono aumentati i volumi commercializzati di etilene (+24,4%), per effetto della disponibilità di prodotto a seguito della fermata registrata presso l'impianto di un competitor in Francia in un contesto caratterizzato da prezzi stabili. Negli aromatici calano le quantità di benzene (-13,4%) con quotazioni in aumento del 13,5% mentre aumentano i volumi di xileni (+9%) con prezzi medi stabili. In calo i ricavi dei derivati che, pur in presenza di prezzi medi in aumento del 6%, registrano minori volumi di fenolo/derivati (-14,3%) a seguito della fermata programmata nel mese di aprile.

Le produzioni di intermedi (1.808 mila tonnellate) sono in linea rispetto al primo semestre dello scorso anno (-5 mila tonnellate; -0,3%). L'effetto dei minori volumi prodotti di derivati (-12,5%) a causa della fermata poliennale programmata presso l'impianto di Mantova è stato sostanzialmente compensato dai maggiori volumi prodotti di aromatici (+8,3%). Stabili i volumi prodotti di olefine.

### Polimeri

Nel primo semestre 2013 i ricavi dei polimeri (€1.524 milioni) sono diminuiti di €136 milioni rispetto al 2012 (-8,2%), per effetto

principalmente del calo dei prezzi medi unitari (-17,5%) e dei volumi venduti nel business degli elastomeri (-14,6%) condizionato dal rilevante calo della domanda nei mercati di sbocco tyre and automotive. Tale performance negativa è stata solo parzialmente compensata dai maggiori ricavi degli stirenici e polietilene (+3,7% e 2,8%, rispettivamente) che hanno registrato risultati in crescita in particolare nel secondo trimestre del 2013.

Le produzioni dei polimeri (1.217 mila tonnellate) sono diminuite di 84 mila tonnellate rispetto al semestre 2012 (-6,5%), in particolare si sono ridotte le produzioni di elastomeri presso gli impianti di Ravenna e Ferrara, presso il sito Brindisi per la fermata programmata del polietilene e Gela per la mancanza di produzione dalla raffineria.

## Investimenti tecnici

Nel primo semestre 2013 gli investimenti tecnici di €111 milioni (€66 milioni nel primo semestre 2012) hanno riguardato in particolare: (i) interventi di miglioramento dell'efficienza impiantistica (€57 milioni); (ii) interventi di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di legge in tema di salute e sicurezza (€27 milioni); (iii) interventi di manutenzione (€14 milioni); (iv) interventi di mantenimento e razionalizzazione (€7 milioni).

# Ingegneria & Costruzioni

## Principali indicatori di performance

Esercizio 2012			Primo semestre	
			2012	2013
0,54	Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,63	<b>0,46</b>
0,17	Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,20	<b>0,09</b>
0,93	Fatality index	(infortuni/ore lavorate) x 100.000.000	1,23	<b>1,93</b>
12.771	Ricavi della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	6.013	<b>4.999</b>
1.442	Utile operativo		745	<b>(478)</b>
1.474	Utile operativo adjusted		767	<b>(476)</b>
1.111	Utile netto adjusted		553	<b>(519)</b>
1.011	Investimenti tecnici		546	<b>490</b>
13.391	Ordini acquisiti	(€ milioni)	6.303	<b>7.151</b>
19.739	Portafoglio ordini a fine periodo		20.323	<b>21.704</b>
43.387	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	39.801	<b>46.323</b>
89,2	Quota dipendenti estero	(%)	86,1	<b>89,3</b>
1,54	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	0,74	<b>0,76</b>

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

## Attività del semestre

Tra le principali acquisizioni del primo semestre 2013 si segnalano:

- il contratto EPIC per conto di Total Upstream Nigeria Ltd, per lo sviluppo del campo di Egina in Nigeria, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, installazione e messa in servizio di condotte sottomarine per la produzione di idrocarburi e l'esportazione del gas, strutture di collegamento flessibili e cavi ombelicali;
- il contratto EPC per conto di Star Refinery AS, per la costruzione della Socar Refinery, in Turchia, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di una raffineria e di tre pontili di estrazione del greggio, da realizzarsi nella regione adiacente il complesso Petkim Petrochemical;
- il contratto EPC per conto di Dangote Fertilizer Ltd, per la realizzazione di un complesso di produzione di ammoniaca e urea da realizzarsi nello stato di Edo, in Nigeria. Il contratto riguarda la costruzione di due treni di produzione gemelli e dei relativi impianti di servizio nonché le infrastrutture esterne all'impianto;
- il contratto EPIC per conto di Exxon Mobil, in Angola per la realizzazione di strutture sottomarine presso i cantieri di Soyo e Ambriz. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di condotte sotto-

marine di produzione e iniezione d'acqua, cavi rigidi di collegamento e altre installazioni sottomarine;

- il contratto per conto di Burullus Gas Company per lo sviluppo del progetto West Delta Deep Marine - Fase IXa, a circa 90 chilometri dalla costa egiziana nel Mediterraneo. Lo scopo del lavoro comprende la realizzazione delle strutture sottomarine (fino a 850 metri di profondità) nella West Delta Deep Marine Concession, in cui l'azienda ha già eseguito alcune delle fasi precedenti dello sviluppo del giacimento sottomarino;
- il contratto per conto di Cardon IV, una joint venture paritaria tra Eni e Repsol, per il trasporto e l'installazione di una piattaforma di collegamento e di due piattaforme satellite, di una condotta di esportazione del diametro di 30 pollici della lunghezza di 67 chilometri nonché di ulteriori condotte minori nel Golfo del Venezuela nell'ambito del progetto Perla. Le attività a mare saranno svolte principalmente dai mezzi Saipem 3000 e Castoro 7.

Gli ordini acquisiti (€7.151 milioni) hanno riguardato per il 95% lavori da realizzare all'estero e per il 16% lavori assegnati da imprese di Eni. Il portafoglio ordini al 30 giugno 2013 è di €21.704 milioni (€19.739 milioni al 31 dicembre 2012); il 91% riguarda lavori da assegnare all'estero e il 15% lavori assegnati da imprese di Eni.



Ordini acquisiti		(€ milioni)			
Esercizio 2012		Primo semestre			
		2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>13.391</b>		<b>6.303</b>	<b>7.151</b>	<b>848</b>	<b>13,5</b>
7.477	Engineering & Construction Offshore	4.229	4.155	(74)	(1,7)
3.972	Engineering & Construction Onshore	1.416	1.956	540	38,1
1.025	Perforazioni mare	405	913	508	..
917	Perforazioni terra	253	127	(126)	(49,8)
	di cui:				
631	- Eni	427	1.134	707	..
12.760	- Terzi	5.876	6.017	141	2,4
	di cui:				
485	- Italia	352	364	12	3,4
12.906	- Estero	5.951	6.787	836	14,0

Portafoglio ordini		(€ milioni)			
31 dicembre 2012		30 giugno			
		2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>19.739</b>		<b>20.323</b>	<b>21.704</b>	<b>1.381</b>	<b>6,8</b>
8.721	Engineering & Construction Offshore	8.311	10.666	2.355	28,3
6.701	Engineering & Construction Onshore	8.005	6.656	(1.349)	(16,9)
3.238	Perforazioni mare	3.197	3.543	346	10,8
1.079	Perforazioni terra	810	839	29	3,6
	di cui:				
2.526	- Eni	2.758	3.213	455	16,5
17.213	- Terzi	17.565	18.491	926	5,3
	di cui:				
1.719	- Italia	1.890	1.852	(38)	(2,0)
18.020	- Estero	18.433	19.852	1.419	7,7

## Investimenti tecnici

Gli investimenti del settore Ingegneria & Costruzioni sostenuti nel primo semestre 2013 di €490 milioni hanno riguardato principalmente: (i) nell'Engineering & Construction Offshore, la realizzazione di un nuovo pipelayer, proseguimento dei lavori di fabbricazione di una nuova yard di fabbricazione in Brasile non-

ché lavori di mantenimento; (ii) nell'Engineering & Construction Onshore, l'acquisto di equipment e strutture per la base in Canada; (iii) nel Drilling Offshore, interventi di mantenimento e upgrading sui mezzi esistenti; (iv) l'approntamento di nuovi impianti nonché l'upgrading dell'asset base.

Investimenti tecnici		(€ milioni)			
Esercizio 2012		Primo semestre			
		2012	2013	Var. ass.	Var. %
505	Engineering & Construction Offshore	258	202	(56)	(21,7)
66	Engineering & Construction Onshore	14	84	70	..
281	Perforazioni mare	199	124	(75)	(37,7)
120	Perforazioni terra	63	62	(1)	(1,6)
39	Altri investimenti	12	18	6	50,0
<b>1.011</b>		<b>546</b>	<b>490</b>	<b>(56)</b>	<b>(10,3)</b>



# Commento ai risultati economico-finanziari

## Conto economico<sup>1</sup>

Esercizio 2012		[€ milioni]	Primo semestre			
			2012	2013	Var. ass.	Var. %
127.220	Ricavi della gestione caratteristica		63.203	59.276	(3.927)	(6,2)
1.546	Altri ricavi e proventi		751	370	(381)	(50,7)
[99.976]	Costi operativi		(48.501)	(49.716)	(1.215)	(2,5)
[158]	Altri proventi e oneri operativi		(372)	(10)	362	97,3
[13.561]	Ammortamenti e svalutazioni		(5.741)	(4.627)	1.114	19,4
<b>15.071</b>	<b>Utile operativo</b>		<b>9.340</b>	<b>5.293</b>	<b>(4.047)</b>	<b>(43,3)</b>
[1.347]	Proventi (oneri) finanziari		(641)	(601)	40	6,2
2.881	Proventi netti su partecipazioni		1.394	674	(720)	(51,6)
<b>16.605</b>	<b>Utile prima delle imposte</b>		<b>10.093</b>	<b>5.366</b>	<b>(4.727)</b>	<b>(46,8)</b>
[11.661]	Imposte sul reddito		(6.054)	(3.928)	2.126	35,1
70,2	Tax rate [%]		60,0	73,2	13,2	
<b>4.944</b>	<b>Utile netto - continuing operations</b>		<b>4.039</b>	<b>1.438</b>	<b>(2.601)</b>	<b>(64,4)</b>
<b>3.732</b>	<b>Utile netto - discontinued operations</b>		<b>259</b>		<b>(259)</b>	<b>..</b>
<b>8.676</b>	<b>Utile netto</b>		<b>4.298</b>	<b>1.438</b>	<b>(2.860)</b>	<b>(66,5)</b>
	<i>di competenza:</i>					
<b>7.790</b>	<b>Eni:</b>		<b>3.844</b>	<b>1.818</b>	<b>(2.026)</b>	<b>(52,7)</b>
<b>4.200</b>	<b>- continuing operations</b>		<b>3.700</b>	<b>1.818</b>	<b>(1.882)</b>	<b>(50,9)</b>
3.590	- discontinued operations		144		(144)	..
<b>886</b>	<b>Interessenze di terzi:</b>		<b>454</b>	<b>(380)</b>	<b>(834)</b>	<b>..</b>
744	- continuing operations		339	(380)	(719)	..
142	- discontinued operations		115		(115)	..

### Utile netto

Nel primo semestre 2013 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** è stato di €1.818 milioni, in riduzione di €1.882 milioni rispetto al primo semestre 2012 [-50,9%]. L'utile operativo è diminuito del 43,3% per effetto delle criticità commerciali e operative della Saipem e della flessione del prezzo del barile. I proventi su partecipazioni sono diminuiti (-€720 milioni) per effetto della circostanza che nel primo semestre 2012 fu rilevato un provento straordinario di €835 milioni nella valutazione della partecipazione Galp secondo l'equity method. Inoltre l'utile netto Eni è stato penalizzato dall'aumento del tax rate di circa 13 punti percentuali prevalentemente a causa del contributo proporzionalmente maggiore del settore E&P soggetto a più elevate aliquote fiscali oltre che del tax rate di Saipem in assenza di valorizzazione fiscale.

### Utile netto adjusted

L'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €1.961 milioni è diminuito di €1.872 milioni [-48,8%]. Depurando il semestre di confronto del contributo Snam alle continuing operations la riduzione dell'utile netto adjusted si riduce al 46,3%. Senza considerare il contributo del settore Ingegneria & Costruzioni la flessione si ridimensiona ulteriormente al 35,9%.

L'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni è ottenuto escludendo la perdita di magazzino di €210 milioni e special item costituiti da proventi netti di €67 milioni, assunti dopo la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi relativi alla gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity (oneri pari a €71 milioni), per una rettifica complessiva positiva di €143 milioni.

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

Esercizio 2012	(€ milioni)	Primo semestre			
		2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>4.200</b>	<b>Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations</b>	<b>3.700</b>	<b>1.818</b>	<b>(1.882)</b>	<b>(50,9)</b>
(23)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(70)	210		
2.953	Esclusione special item	203	(67)		
<b>7.130</b>	<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations<sup>(a)</sup></b>	<b>3.833</b>	<b>1.961</b>	<b>(1.872)</b>	<b>(48,8)</b>

(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".

Gli **special item** dell'utile operativo (€31 milioni) si riferiscono principalmente a:

- (i) l'utilizzo per esuberanza di un fondo accantonato a fronte di oneri straordinari al netto di accantonamenti ambientali e per incentivazione all'esodo;
- (ii) marginali svalutazioni di proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production (€39 milioni), nonché svalutazioni di investimenti di periodo di compliance e stay-in-business relativi ad asset svalutati in precedenti esercizi (€41 milioni);
- (iii) plusvalenze da cessione di asset minerari non strategici del settore Exploration & Production (€65 milioni);
- (iv) derivati su commodity privi dei requisiti per essere contabiliz-

zati in hedge accounting (€54 milioni);

- (v) la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi relativi alla gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity (oneri di €71 milioni).

Gli special item non operativi includono principalmente la plusvalenza Galp sulla cessione dell'8% del capitale sociale pari a €95 milioni, di cui €65 milioni relativi al rigiro della riserva da valutazione e la plusvalenza Snam sulla cessione dell'11,69% del capitale sociale (€75 milioni, di cui €8 milioni relativi al rigiro della riserva da valutazione).

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

Esercizio 2012	(€ milioni)	Primo semestre			
		2012	2013	Var. ass.	Var. %
7.426	Exploration & Production	3.708	3.111	(597)	(16,1)
473	Gas & Power	625	(371)	(996)	..
(179)	Refining & Marketing	(253)	(191)	62	24,5
(395)	Versalis	(143)	(136)	7	4,9
1.111	Ingegneria & Costruzioni	553	(519)	(1.072)	..
(247)	Altre attività	(123)	(113)	10	8,1
(976)	Corporate e società finanziarie	(646)	(278)	368	57,0
661	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato <sup>(a)</sup>	451	78	(373)	
<b>7.874</b>	<b>Utile netto adjusted - continuing operations</b>	<b>4.172</b>	<b>1.581</b>	<b>(2.591)</b>	<b>(62,1)</b>
	<i>di competenza:</i>				
744	- interessenze di terzi	339	(380)	(719)	..
<b>7.130</b>	<b>- azionisti Eni</b>	<b>3.833</b>	<b>1.961</b>	<b>(1.872)</b>	<b>(48,8)</b>

(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.

La riduzione del 48,8% dell'**utile netto adjusted** è stata determinata dal peggioramento conseguito principalmente dai settori:

- **Exploration & Production** (-€597 milioni; -16,1%) che riflette il peggioramento del risultato operativo (-€1.926 milioni, pari al -20,6%) per effetto del calo dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media -6,4%), della minore produzione venduta e, in misura minore, dell'effetto cambio. Il peggioramento della performance operativa è stato parzialmente assorbito dalla riduzione del tax rate adjusted di circa due punti percentuali che beneficia della minore incidenza dei Paesi a maggiore fiscalità;
- **Gas & Power** (-€996 milioni) che riflette la contrazione dei risultati dell'attività Mercato di circa €1,2 miliardi rispetto al primo semestre 2012 che peraltro aveva beneficiato dei proventi connessi alle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, alcune delle quali con efficacia economica retroattiva dall'inizio

del 2011. Gli effetti della contrazione dei margini unitari di commercializzazione del gas dovuto alla flessione dei prezzi di vendita, i minori margini dell'energia elettrica, il calo dei volumi a seguito della debole dinamica della domanda in Italia e in Europa e la forte pressione competitiva sono stati solo in parte assorbiti dai benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, alcune delle quali sono tuttora in corso con il conseguente rinvio della rilevazione contabile di tali benefici, nonché dalla ripresa delle forniture libiche;

- **Ingegneria & Costruzioni** (-€1.072 milioni). Il settore ha accusato perdite a causa di difficoltà commerciali e operative che hanno indotto il management a rivedere le stime di redditività di importanti commesse in fase di completamento in particolare per la realizzazione di complessi industriali onshore, peraltro in un quadro di generale deterioramento dei business delle costru-

zioni onshore e offshore con ridotti livelli di attività a causa delle incertezze macroeconomiche.

Marginali miglioramenti si registrano nei settori:

- **Refining & Marketing** (+€62 milioni la riduzione della perdita netta adjusted, da -€253 milioni a -€191 milioni nel semestre 2013) per effetto del miglioramento di €40 milioni della perdita operativa adjusted che riflette l'andamento meno sfavorevole dello scenario di raffinazione in particolare nel primo trimestre 2013, in parte compensato dalla flessione della domanda di prodotti petroliferi, nonché dei maggiori risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto;
- **Versalis** (+€7 milioni la riduzione della perdita netta adjusted, da -€143 milioni a -€136 milioni). La flessione dei volumi a causa del debole andamento della domanda di commodity in un quadro economico recessivo e la riduzione del margine benchmark sul cracker, è stata più che compensata dalla performance conseguita nel primo trimestre 2013 che ha beneficiato delle azioni di riduzione dei costi e del temporaneo miglioramento dello scenario prezzi.

Nel primo semestre 2013, i risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dal trend ribassista dei prezzi di realizzo del petrolio a causa della riduzione del prezzo di riferimento del Brent del 5,2% rispetto al primo semestre 2012. I margini di raffinazione hanno evidenziato una flessione del 10% in un quadro di estrema volatilità, a causa dei fattori di debolezza strutturale del settore penalizzato da eccesso di capacità, calo della domanda ed elevato costo della carica petrolifera. Inoltre, i margini Eni hanno risentito della riduzione del premio di conversione a causa del restringimento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti e degli elevati costi delle utility energetiche. Il prezzo spot del gas in Europa risulta in ripresa rispetto ai valori registrati nel primo semestre 2012 (+16,8%) tale però da non assorbire il costo oil-linked dell'approvvigionato long-term. La competizione sul pricing continua a essere intensa tenuto conto degli obblighi minimi di prelievo dei contratti di approvvigionamento take-or-pay e delle ridotte opportunità di vendita, con effetti depressivi sui margini. I risultati sono stati inoltre penalizzati dal deprezzamento del dollaro rispetto all'euro (-1,3%).

Esercizio 2012		Primo semestre		
		2012	2013	Var. %
111,58	Prezzo medio del greggio Brent dated <sup>(a)</sup>	113,34	107,50	(5,2)
1,285	Cambio medio EUR/USD <sup>(b)</sup>	1,296	1,313	1,3
86,83	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	87,45	81,87	(6,4)
4,83	Margini europei medi di raffinazione <sup>(c)</sup>	4,41	3,97	(10,0)
4,94	Margine di raffinazione Brent/Ural <sup>(c)</sup>	4,79	4,03	(15,9)
3,76	Margini europei medi di raffinazione in euro	3,40	3,02	(11,2)
9,48	Prezzo gas NBP <sup>(d)</sup>	9,21	10,76	16,8
0,6	Euribor - euro a tre mesi (%)	0,9	0,2	(77,8)
0,4	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,5	0,3	(40,0)

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

(b) Fonte: BCE.

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

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

## Analisi delle voci del conto economico

### Ricavi della gestione caratteristica

Esercizio 2012	(€ milioni)	Primo semestre			
		2012	2013	Var. ass.	Var. %
35.881	Exploration & Production	17.896	15.618	(2.278)	(12,7)
36.200	Gas & Power	19.993	17.362	(2.631)	(13,2)
62.656	Refining & Marketing	29.501	29.728	227	0,8
6.418	Versalis	3.241	3.063	(178)	(5,5)
12.771	Ingegneria & Costruzioni	6.013	4.999	(1.014)	(16,9)
119	Altre attività	61	48	(13)	(21,3)
1.369	Corporate e società finanziarie	664	680	16	2,4
(75)	Effetto eliminazione utili interni	(171)	(27)	144	
(28.119)	Elisioni di consolidamento	(13.995)	(12.195)	1.800	
<b>127.220</b>		<b>63.203</b>	<b>59.276</b>	<b>(3.927)</b>	<b>(6,2)</b>

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel primo semestre 2013 (€59.276 milioni) sono diminuiti di €3.927 milioni rispetto al primo semestre 2012 (-6,2%) per effetto

della flessione dei prezzi degli idrocarburi, del calo delle produzioni e delle vendite e dei minori livelli di attività del settore Ingegneria & Costruzioni.

### Costi operativi

Esercizio 2012	(€ milioni)	Primo semestre			
		2012	2013	Var. ass.	Var. %
95.363	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	46.249	47.149	900	1,9
1.154	di cui: - altri special item	107	(21)		
4.613	Costo lavoro	2.252	2.567	315	14,0
64	di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro	55	19		
<b>99.976</b>		<b>48.501</b>	<b>49.716</b>	<b>1.215</b>	<b>2,5</b>

I **costi operativi** sostenuti nel primo semestre 2013 (€49.716 milioni) sono aumentati di €1.215 milioni rispetto al semestre 2012, pari al 2,5%, a causa principalmente della rilevazione di extracosti sulle commesse di Saipem, e della circostanza che il primo semestre 2012 aveva beneficiato dell'eliminazione dei costi intercompany sostenuti verso Snam per le modalità di accounting delle discontinued operations, della rinegoziazione di

certi contratti di approvvigionamento del gas con efficacia retroattiva all'inizio del 2011. Tali effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione dei costi di approvvigionamento del gas e delle cariche petrolifere e petrolchimiche per effetto dello scenario energetico.

In aumento il **costo lavoro** (+€315 milioni, pari al 14%) per effetto principalmente dell'aumento dell'occupazione media all'estero.

## Ammortamenti e svalutazioni

Esercizio 2012	(€ milioni)	Primo semestre			
		2012	2013	Var. ass.	Var. %
7.988	Exploration & Production	3.827	3.812	(15)	(0,4)
405	Gas & Power	205	161	(44)	(21,5)
331	Refining & Marketing	165	151	(14)	(8,5)
90	Versalis	43	42	(1)	(2,3)
683	Ingegneria & Costruzioni	316	356	40	12,7
1	Altre attività				
65	Corporate e società finanziarie	33	30	(3)	(9,1)
(25)	Effetto eliminazione utili interni	(12)	(13)	(1)	
<b>9.538</b>	<b>Totale ammortamenti</b>	<b>4.577</b>	<b>4.539</b>	<b>(38)</b>	<b>(0,8)</b>
4.023	Svalutazioni	1.164	88	(1.076)	(92,4)
<b>13.561</b>		<b>5.741</b>	<b>4.627</b>	<b>(1.114)</b>	<b>(19,4)</b>

Gli **ammortamenti** (€4.539 milioni) sono sostanzialmente in linea rispetto al semestre 2012 (-0,8%). L'aumento del settore Ingegneria & Costruzioni (+€40 milioni; +12,7%) riflette l'entrata in esercizio di nuovi mezzi.

Le **svalutazioni** (€88 milioni) hanno riguardato principalmente svalutazioni di proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production (€39 milioni), nonché di investimenti di compliance e stay-in-business relativi ad asset del settore Refining & Marketing sva-

lutati in precedenti esercizi (€41 milioni).

La riduzione di €1.076 milioni rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente è attribuibile alla circostanza che nel primo semestre 2012 erano state rilevate importanti svalutazioni del goodwill allocato alla cash generating unit Mercato europeo nel settore Gas & Power, di impianti di raffinazione e di proprietà oil&gas.

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

Esercizio 2012	(€ milioni)	Primo semestre			
		2012	2013	Var. ass.	Var. %
547	Exploration & Production	91	39	(52)	(57,1)
2.494	Gas & Power	849		(849)	..
843	Refining & Marketing	193	41	(152)	(78,8)
112	Versalis	8	6	(2)	(25,0)
25	Ingegneria & Costruzioni	21		(21)	..
2	Altre attività	2	2		
<b>4.023</b>		<b>1.164</b>	<b>88</b>	<b>(1.076)</b>	<b>(92,4)</b>

## Utile operativo

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

Esercizio 2012	(€ milioni)	Primo semestre			
		2012	2013	Var. ass.	Var. %
18.470	Exploration & Production	9.552	7.436	(2.116)	(22,2)
(3.219)	Gas & Power	(641)	(559)	82	12,8
(1.296)	Refining & Marketing	(674)	(557)	117	17,4
(681)	Versalis	(229)	(278)	(49)	(21,4)
1.442	Ingegneria & Costruzioni	745	(478)	(1.223)	..
(300)	Altre attività	(145)	(193)	(48)	(33,1)
(341)	Corporate e società finanziarie	(185)	(154)	31	16,8
996	Effetto eliminazione utili interni	917	76	(841)	
<b>15.071</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>9.340</b>	<b>5.293</b>	<b>(4.047)</b>	<b>(43,3)</b>

## Utile operativo adjusted

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

Esercizio 2012	(€ milioni)	Primo semestre			
		2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>15.071</b>	<b>Utile operativo - continuing operations</b>	<b>9.340</b>	<b>5.293</b>	<b>(4.047)</b>	<b>(43,3)</b>
(17)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(86)	336		
4.744	Esclusione special item	1.204	31		
<b>19.798</b>	<b>Utile operativo adjusted - continuing operations</b>	<b>10.458</b>	<b>5.660</b>	<b>(4.798)</b>	<b>(45,9)</b>
	<b>Dettaglio per settore di attività:</b>				
18.537	Exploration & Production	9.334	7.408	(1.926)	(20,6)
356	Gas & Power	618	(663)	(1.281)	..
(321)	Refining & Marketing	(366)	(326)	40	10,9
(483)	Versalis	(194)	(145)	49	25,3
1.474	Ingegneria & Costruzioni	767	(476)	(1.243)	..
(222)	Altre attività	(102)	(107)	(5)	(4,9)
(325)	Corporate e società finanziarie	(179)	(158)	21	11,7
782	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	580	127	(453)	
<b>19.798</b>		<b>10.458</b>	<b>5.660</b>	<b>(4.798)</b>	<b>(45,9)</b>

L'**utile operativo adjusted** che esclude la perdita di magazzino di €336 milioni e special item costituiti da oneri netti di €31 milioni, ammonta a €5.660 milioni con una riduzione di €4.798 milioni rispetto al primo semestre 2012, pari al 45,9%, per effetto del peggioramento della performance operativa registrata nei settori:

- **Exploration & Production** (-€1.926 milioni, pari al -20,6%) per effetto del calo dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media -6,4%) guidati dal trend ribassista delle quotazioni Brent (107,5 \$/barile nel semestre 2013, -5,2% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente), della minore produzione venduta e dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+1,3%);
- **Gas & Power** (-€1.281 milioni) che riflette il peggioramento dell'attività Mercato a seguito della contrazione dei prezzi di vendita in Italia, del calo dei volumi dovuto alla debole domanda, alla flessione dei margini dell'energia elettrica e della forte pressione competitiva. Rileva inoltre la circostanza che il semestre 2012 aveva beneficiato degli effetti positivi connessi alle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento

gas, alcune delle quali con efficacia economica retroattiva dall'inizio del 2011. Tali effetti sono stati solo parzialmente assorbiti dai benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, alcune delle quali sono tuttora in corso con il conseguente rinvio della rilevazione contabile di tali benefici, nonché dalla ripresa delle forniture libiche. In riduzione la performance operativa del Trasporto Internazionale (-46,2%);

- **Ingegneria & Costruzioni** (-€1.243 milioni) per effetto delle difficoltà commerciali e operative di Saipem che hanno indotto il management a rivedere le stime di redditività d'importanti commesse in fase di completamento in particolare per la realizzazione di complessi industriali onshore, peraltro in un quadro di generale deterioramento dei business delle costruzioni onshore e offshore con ridotti livelli di attività a causa delle incertezze macroeconomiche.

Senza considerare il contributo del settore Ingegneria & Costruzioni e depurando il semestre di confronto dei risultati di Snam, la flessione dell'utile operativo adjusted si ridimensiona in 33,3%.

## Proventi (oneri) finanziari

Esercizio 2012		(€ milioni)	Primo semestre		Var. ass.
			2012	2013	
<b>(929)</b>	<b>Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto</b>		<b>(505)</b>	<b>(400)</b>	<b>105</b>
(980)	- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine		(529)	(456)	73
27	- Interessi attivi verso banche		12	24	12
24	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		12	32	20
<b>(251)</b>	<b>Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati</b>		<b>(200)</b>	<b>(19)</b>	<b>181</b>
(137)	- Strumenti finanziari derivati su valute		(141)	(17)	124
(88)	- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		(59)	30	89
(26)	- Opzioni			(32)	(32)
<b>131</b>	<b>Differenze di cambio</b>		<b>151</b>	<b>(89)</b>	<b>(240)</b>
<b>(448)</b>	<b>Altri proventi (oneri) finanziari</b>		<b>(157)</b>	<b>(172)</b>	<b>(15)</b>
69	- Interessi e altri proventi (oneri) su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		35	(43)	(78)
(308)	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(172)	(132)	40
(209)	- Altri proventi finanziari		(20)	3	23
<b>(1.497)</b>			<b>(711)</b>	<b>(680)</b>	<b>31</b>
<b>150</b>	<b>Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale</b>		<b>70</b>	<b>79</b>	<b>9</b>
<b>(1.347)</b>			<b>(641)</b>	<b>(601)</b>	<b>40</b>

Gli **oneri finanziari netti** di €601 milioni registrano un miglioramento di €40 milioni rispetto al primo semestre 2012 che riflette la riduzione degli oneri finanziari sul debito (+€105 milioni) dovuta alla riduzione del costo del debito per l'andamento dei tassi benchmark e l'effetto positivo della variazione del fair value su strumenti finanziari derivati su tassi d'interesse (+€89 milioni) privi dei requisiti formali per il

trattamento in hedge accounting previsto dallo IAS 39. La variazione negativa delle differenze di cambio per €240 milioni è stata parzialmente assorbita da minori oneri su strumenti finanziari derivati su cambi (+€124 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 del primo semestre 2013 è illustrata nella tabella seguente:

Primo semestre 2013 (€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	78	86	15	11	13	203
Dividendi	204		35		67	306
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni			4		97	101
Altri proventi (oneri) netti	1		21		42	64
	<b>283</b>	<b>86</b>	<b>75</b>	<b>11</b>	<b>219</b>	<b>674</b>

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €674 milioni e riguardano: (i) le quote di competenza dei risultati netti di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (€203 milioni), principalmente nei settori Gas & Power e Exploration & Production; (ii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (€306 milioni), in

particolare la Nigeria LNG Ltd; (iii) nonché i proventi straordinari derivanti dalla cessione delle quote in Snam (€75 milioni) e Galp (€95 milioni).

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

Esercizio 2012		(€ milioni)	Primo semestre		Var. ass.
			2012	2013	
278	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		342	203	(139)
431	Dividendi		156	306	150
349	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni		8	101	93
1.823	Altri proventi (oneri) netti		888	64	(824)
<b>2.881</b>			<b>1.394</b>	<b>674</b>	<b>(720)</b>



La riduzione di €720 milioni rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente è attribuibile alla rilevazione nel semestre 2012 di un provento straordinario relativo alla partecipazione in Galp 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.

## Imposte sul reddito

Esercizio 2012		(€ milioni)	Primo semestre		Var. ass.
			2012	2013	
	<b>Utile ante imposte</b>				
(723)	Italia		550	(1.131)	(1.681)
17.328	Eestero		9.543	6.497	(3.046)
<b>16.605</b>			<b>10.093</b>	<b>5.366</b>	<b>(4.727)</b>
	<b>Imposte sul reddito</b>				
945	Italia		298	(155)	(453)
10.716	Eestero		5.756	4.083	(1.673)
<b>11.661</b>			<b>6.054</b>	<b>3.928</b>	<b>(2.126)</b>
	<b>Tax rate (%)</b>				
..	Italia		54,2	..	..
61,8	Eestero		60,3	62,8	2,5
<b>70,2</b>			<b>60,0</b>	<b>73,2</b>	<b>13,2</b>

Le **imposte sul reddito** (€3.928 milioni) sono diminuite di €2.126 milioni.

Il tax rate reported è aumentato di 13,2 punti percentuali riflettendo la maggiore incidenza dell'utile ante imposte realizzato dalle imprese estere del settore Exploration & Production che sostengono più elevate aliquote fiscali e in assenza

di valorizzazione fiscale delle perdite del settore Ingegneria & Costruzioni.

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 72% in aumento rispetto al primo semestre 2012 (58,8% nel primo semestre 2012) a causa degli stessi driver.

## Utile netto delle interessenze di terzi

La perdita netta delle interessenze di terzi (€380 milioni) riguarda Saipem SpA.

## Risultati per settore di attività<sup>2</sup>

### Exploration & Production

Esercizio 2012	(€ milioni)	Primo semestre				
		2012	2013	Var. ass.	Var. %	
<b>18.470</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>9.552</b>	<b>7.436</b>	<b>(2.116)</b>	<b>(22,2)</b>	
67	Esclusione special item:	(218)	(28)			
550	- svalutazioni di asset e altre attività	91	39			
(542)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(351)	(65)			
6	- oneri per incentivazione all'esodo	8	10			
7	- accantonamenti a fondo rischi					
1	- derivati su commodity	1				
(9)	- differenze e derivati su cambi	(14)	(9)			
54	- altro	47	(3)			
<b>18.537</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>9.334</b>	<b>7.408</b>	<b>(1.926)</b>	<b>(20,6)</b>	
(264)	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(136)	(125)	11		
436	Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	242	283	41		
(11.283)	Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(5.732)	(4.455)	1.277		
60,3	Tax rate [%]	60,7	58,9	(1,8)		
<b>7.426</b>	<b>Utile netto adjusted</b>	<b>3.708</b>	<b>3.111</b>	<b>(597)</b>	<b>(16,1)</b>	
	I risultati includono:					
8.535	ammortamenti e svalutazioni di asset di cui:	3.918	3.851	(67)	(1,7)	
1.835	ammortamenti di ricerca esplorativa	903	891	(12)	(1,3)	
1.457	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	691	730	39	5,6	
378	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	212	161	(51)	(24,1)	
	<b>Prezzi medi di realizzo</b>					
102,58	Petrolio <sup>(b)</sup>	(\$/barile)	106,53	97,60	(8,93)	(8,4)
251,67	Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	252,61	256,83	4,22	1,7
73,39	Idrocarburi	(\$/boe)	75,10	70,33	(4,77)	(6,4)

(a) Escludono gli special item.

(b) Include condensati.

Nel primo semestre 2013 la Divisione Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €7.408 milioni, con una flessione di €1.926 milioni, pari al 20,6%, per effetto del calo dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio di produzione (-8,4%) a seguito del trend ribassista delle quotazioni del Brent (107,5 \$/barile nel semestre 2013, -5,2% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente), della minore produzione venduta e dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+1,3%) attraverso la conversione in euro dei risultati delle consociate estere aventi il dollaro come moneta funzionale.

Gli **special item** dell'utile operativo adjusted di proventi netti di €28 milioni riguardano principalmente plusvalenze realizzate sulla cessione di asset marginali e la svalutazione di un asset minerario.

L'**utile netto adjusted** di €3.111 milioni è diminuito di €597 milioni, pari al 16,1%, per effetto della minore performance operativa, in parte compensata dalla flessione di 1,8 punti percentuali del tax rate adjusted a causa della minore incidenza dell'utile ante imposte generato in Paesi a maggiore fiscalità.

(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 "Ricondizione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

## Gas & Power

Esercizio 2012	(€ milioni)	Primo semestre			
		2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>(3.219)</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>(641)</b>	<b>(559)</b>	<b>82</b>	<b>12,8</b>
163	Esclusione (utile) perdita di magazzino	127	(33)		
3.412	Esclusione special item:	1.132	(71)		
(2)	- oneri ambientali	(3)			
2.494	- svalutazioni	849			
(3)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(1)			
831	- accantonamento a fondo rischi	77	(102)		
5	- oneri per incentivazione all'esodo	4	1		
	- derivati su commodity		54		
(51)	- differenze e derivati su cambi	200	(39)		
138	- altro	6	15		
<b>356</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>618</b>	<b>(663)</b>	<b>(1.281)</b>	<b>..</b>
47	Mercato	434	(761)	(1.195)	..
309	Trasporto internazionale	184	98	(86)	(46,7)
29	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	8	11	3	
261	Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	187	86	(101)	
(173)	Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(188)	195	383	
26,8	Tax rate (%)	23,1	..		
<b>473</b>	<b>Utile netto adjusted</b>	<b>625</b>	<b>(371)</b>	<b>(996)</b>	<b>..</b>

(a) Escludono gli special item.

Nel primo semestre 2013 la Divisione Gas & Power ha conseguito la **perdita operativa adjusted** di €663 milioni, che si confronta con l'utile operativo adjusted di €618 milioni registrato nel primo semestre 2012. L'attività Mercato ha registrato la perdita operativa di €761 milioni con una contrazione di circa €1,2 miliardi rispetto al primo semestre 2012 che peraltro aveva beneficiato dei proventi connessi alle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, alcune delle quali con efficacia economica retroattiva dall'inizio del 2011. La contrazione dei margini unitari di commercializzazione del gas dovuto alla flessione dei prezzi di vendita in particolare in Italia, i minori margini dell'energia elettrica, il calo dei volumi a causa della debole domanda e la forte pressione competitiva sono stati in parte compensati dai benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, alcune delle quali sono tuttora in corso con il conseguente rinvio della rilevazione contabile di tali

benefici, nonché dalla ripresa delle forniture libiche. In riduzione la performance operativa del Trasporto Internazionale (-46,7%).

Nella determinazione della perdita operativa adjusted sono stati esclusi **proventi special** di €71 milioni relativi principalmente ai derivati su commodity (€54 milioni) e alla riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi relativi alla gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity (un provento di €39 milioni), nonché l'utilizzo per esubero di un fondo accantonato a fronte di oneri straordinari (€102 milioni).

La **perdita netta adjusted** è stata pari a €371 milioni, con un peggioramento di €996 milioni rispetto al primo semestre 2012 a causa della minore performance operativa e dei minori proventi su partecipazioni dovuti alla cessione Galp.

### Altre misure di performance

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

Esercizio 2012	(€ milioni)	Primo semestre			
		2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>1.316</b>	<b>EBITDA pro-forma adjusted</b>	<b>1.186</b>	<b>(300)</b>	<b>(1.486)</b>	<b>..</b>
858	Mercato	921	(471)	(1.392)	..
458	Trasporto internazionale	265	171	(94)	(35,5)

L'EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges) adjusted è calcolato come somma dell'utile operativo adjusted, rettificato per quanto attiene agli effetti dei derivati su commodity come di seguito indicato, e degli ammortamenti su base pro-forma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate. Il management ritiene che l'EBITDA adjusted rappresenti una misura

alternativa importante nella valutazione della performance del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo business che lo rendono simile a 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 &amp; Marketing

Esercizio 2012	(€ milioni)	Primo semestre			
		2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>(1.296)</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>(674)</b>	<b>(557)</b>	<b>117</b>	<b>17,4</b>
(29)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	106	195		
1.004	Esclusione special item:	202	36		
40	- oneri ambientali	7	16		
846	- svalutazioni	193	41		
5	- plusvalenze nette su cessione di asset	1	(2)		
49	- accantonamenti a fondo rischi	(13)			
19	- oneri per incentivazione all'esodo	24	4		
	- derivati su commodity		(2)		
(8)	- differenze e derivati su cambi	(15)	(19)		
53	- altro	5	(2)		
<b>(321)</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>(366)</b>	<b>(326)</b>	<b>40</b>	<b>10,9</b>
(11)	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(6)	(2)	4	
63	Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	17	50	33	
90	Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	102	87	(15)	
..	Tax rate [%]	..	..		
<b>(179)</b>	<b>Utile netto adjusted</b>	<b>(253)</b>	<b>(191)</b>	<b>62</b>	<b>24,5</b>

(a) Escludono gli special item.

La Divisione Refining & Marketing ha riportato la **perdita operativa adjusted** di €326 milioni che riflette il perdurare dei margini di raffinazione su livelli non remunerativi a causa dei deboli fondamentali dell'industria e della contrazione della domanda di prodotti. Rispetto al periodo di confronto, la perdita ha evidenziato un miglioramento di €40 milioni, pari al 10,9% dovuto principalmente all'andamento meno sfavorevole dello scenario di raffinazione nel primo trimestre 2013 e alle azioni di efficienza. Nel semestre lo scenario è stato caratterizzato dal restringimento dei differenziali tra greggi leggeri e pesanti che ha penalizzato la redditività degli impianti di conversione.

I risultati del Marketing hanno registrato un peggioramento per effetto della contrazione delle vendite dovute al calo della domanda dei prodotti petroliferi ed elevata pressione competitiva.

Gli **special item** esclusi dalla perdita operativa adjusted (€36 milioni) hanno riguardato principalmente svalutazioni di investimenti di periodo di compliance e stay-in-business relativi ad asset svalutati in precedenti esercizi (€41 milioni), l'accantonamento di oneri ambientali (€16 milioni) nonché la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi relativi alla gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity (un provento di €19 milioni).

La **perdita netta adjusted** di €191 milioni evidenzia un miglioramento di €62 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2012, per effetto delle minori perdite operative e dei maggiori risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

## Versalis

Esercizio 2012	(€ milioni)	Primo semestre			
		2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>(681)</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>(229)</b>	<b>(278)</b>	<b>(49)</b>	<b>(21,4)</b>
63	Esclusione (utile) perdita di magazzino	18	123		
135	Esclusione special item:	17	10		
	- oneri ambientali	1	2		
18	- accantonamenti a fondo rischi		4		
112	- svalutazioni	8	6		
1	- plusvalenze nette su cessione di asset				
14	- oneri per incentivazione all'esodo	9	1		
1	- derivati su commodity		1		
(11)	- differenze e derivati su cambi	(1)	(4)		
<b>(483)</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>(194)</b>	<b>(145)</b>	<b>49</b>	<b>25,3</b>
(3)	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(2)	(1)	1	
2	Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	1	(1)	(2)	
89	Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	52	11	(41)	
<b>(395)</b>	<b>Utile netto adjusted</b>	<b>(143)</b>	<b>(136)</b>	<b>7</b>	<b>4,9</b>

(a) Escludono gli special item.

Nel primo semestre 2013 Versalis ha registrato una **perdita operativa adjusted** di €145 milioni, in miglioramento di €49 milioni rispetto al primo semestre 2012. Il risultato riflette la flessione dei volumi a causa del debole andamento della domanda di commodity in un quadro economico recessivo e del margine benchmark sul cracker; tale dinamica è stata attenuata dalla performance conseguita nel primo trimestre 2013 che ha beneficiato delle azioni di riduzione dei costi e del temporaneo miglioramento dello scenario prezzi.

Gli **special item** esclusi dalla perdita operativa di €10 milioni di oneri netti si riferiscono a svalutazioni marginali di investimenti di periodo su asset privi di prospettive di redditività e ad accantonamenti a fondo rischi e per incentivazione all'esodo.

Il settore ha conseguito la **perdita netta adjusted** di €136 milioni, con un miglioramento di €7 milioni.

## Ingegneria &amp; Costruzioni

Esercizio 2012	(€ milioni)	Primo semestre			
		2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>1.442</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>745</b>	<b>(478)</b>	<b>(1.223)</b>	<b>..</b>
32	Esclusione special item:	22	2		
25	- svalutazioni	21			
3	- plusvalenze nette su cessione di asset	1	1		
7	- oneri per incentivazione all'esodo	1			
(3)	- derivati su commodity	(1)	1		
<b>1.474</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>767</b>	<b>(476)</b>	<b>(1.243)</b>	<b>..</b>
(7)	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(4)	(2)	2	
55	Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	22	11	(11)	
(411)	Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(232)	(52)	180	
27,0	Tax rate (%)	29,6	..		
<b>1.111</b>	<b>Utile netto adjusted</b>	<b>553</b>	<b>(519)</b>	<b>(1.072)</b>	<b>..</b>

(a) Escludono gli special item.

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha riportato la **perdita operativa adjusted** di €476 milioni con un peggioramento di €1.243 milioni rispetto al semestre 2012. Tale rilevante peggioramento riflette principalmente le difficoltà commerciali e operative di Saipem che hanno indotto il management a rivedere le stime di redditività d'importanti commesse in fase di completamento, in particolare per la realizzazione di complessi industriali onshore,

peraltro in un quadro di generale deterioramento dei business delle costruzioni onshore e offshore con ridotti livelli di attività a causa delle incertezze macroeconomiche.

La **perdita netta adjusted** si attesta sugli stessi livelli di quella operativa [-€519 milioni nel semestre] in assenza di una valorizzazione fiscale.

**Altre attività<sup>3</sup>**

Esercizio 2012	(€ milioni)	Primo semestre			
		2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>(300)</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>(145)</b>	<b>(193)</b>	<b>(48)</b>	<b>(33,1)</b>
78	Esclusione special item:	43	86		
25	- oneri ambientali	34	36		
2	- svalutazioni	2	2		
(12)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(11)			
35	- accantonamenti a fondo rischi	4	23		
2	- oneri per incentivazione all'esodo	1	1		
26	- altro	13	24		
<b>(222)</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>(102)</b>	<b>(107)</b>	<b>(5)</b>	<b>(4,9)</b>
(24)	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(21)	(6)	15	
(1)	Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup> Imposte sul reddito <sup>(a) (b)</sup>				
<b>(247)</b>	<b>Utile netto adjusted</b>	<b>(123)</b>	<b>(113)</b>	<b>10</b>	<b>8,1</b>

(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**

Esercizio 2012	(€ milioni)	Primo semestre			
		2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>(341)</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>(185)</b>	<b>(154)</b>	<b>31</b>	<b>16,8</b>
16	Esclusione special item:	6	(4)		
11	- oneri per incentivazione all'esodo	8	2		
5	- accantonamenti a fondo rischi - altro	(2)	(6)		
<b>(325)</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>(179)</b>	<b>(158)</b>	<b>21</b>	<b>11,7</b>
(865)	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(649)	(357)	292	
99	Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>		43	43	
115	Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	182	194	12	
<b>(976)</b>	<b>Utile netto adjusted</b>	<b>(646)</b>	<b>(278)</b>	<b>368</b>	<b>57,0</b>

(a) Escludono gli special item.

(3) Non include i risultati di Snam.

## 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; 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, sono classificati tra gli special item gli 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'accretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

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

[€ milioni]

**Primo semestre 2013**

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
<b>Utile operativo</b>	<b>7.436</b>	<b>(559)</b>	<b>(557)</b>	<b>(278)</b>	<b>(478)</b>	<b>(154)</b>	<b>(193)</b>	<b>76</b>	<b>5.293</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(33)	195	123				51	336
<b>Esclusione special item:</b>									
- oneri ambientali			16	2			36		54
- svalutazioni	39		41	6			2		88
- plusvalenze nette su cessione di asset	(65)		(2)		1				(66)
- accantonamenti a fondo rischi		(102)		4			23		(75)
- oneri per incentivazione all'esodo	10	1	4	1		2	1		19
- derivati su commodity		54	(2)	1	1				54
- differenze e derivati su cambi	(9)	(39)	(19)	(4)					(71)
- altro	(3)	15	(2)			(6)	24		28
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>(28)</b>	<b>(71)</b>	<b>36</b>	<b>10</b>	<b>2</b>	<b>(4)</b>	<b>86</b>		<b>31</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>7.408</b>	<b>(663)</b>	<b>(326)</b>	<b>(145)</b>	<b>(476)</b>	<b>(158)</b>	<b>(107)</b>	<b>127</b>	<b>5.660</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(125)	11	(2)	(1)	(2)	(357)	(6)		(482)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	283	86	50	(1)	11	43			472
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(4.455)	195	87	11	(52)	194		(49)	(4.069)
Tax rate (%)	58,9								72,0
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>3.111</b>	<b>(371)</b>	<b>(191)</b>	<b>(136)</b>	<b>(519)</b>	<b>(278)</b>	<b>(113)</b>	<b>78</b>	<b>1.581</b>
<i>di competenza:</i>									
- interessenze di terzi									(380)
<b>- azionisti Eni</b>									<b>1.961</b>
<b>Utile netto di competenza azionisti Eni</b>									<b>1.818</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									210
Esclusione special item									(67)
<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>									<b>1.961</b>

(a) Escludono gli special item.



(€ milioni)

## Primo semestre 2012

	ALTRE ATTIVITÀ <sup>(a)</sup>									DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS
	Exploration & Production	Gas & Power <sup>(a)</sup>	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo	Totale	
<b>Utile operativo</b>	<b>9.552</b>	<b>(641)</b>	<b>(674)</b>	<b>(229)</b>	<b>745</b>	<b>(185)</b>	<b>1.076</b>	<b>(145)</b>	<b>421</b>	<b>9.920</b>	<b>(1.076)</b>	<b>496</b>	<b>(580)</b>	<b>9.340</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		127	106	18					(337)	(86)				(86)
<b>Esclusione special item:</b>														
- oneri ambientali		(3)	7	1			11	34		50	(11)		(11)	39
- svalutazioni	91	849	193	8	21			2		1.164				1.164
- plusvalenze nette su cessione di asset	(351)	(1)	1		1		(3)	(11)		(364)	3		3	(361)
- accantonamenti a fondo rischi		77	(13)					4		68				68
- oneri per incentivazione all'esodo	8	4	24	9	1	8	1	1		56	(1)		(1)	55
- derivati su commodity	1				(1)									
- differenze e derivati su cambi	(14)	200	(15)	(1)						170				170
- altro	47	6	5			(2)		13		69				69
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>(218)</b>	<b>1.132</b>	<b>202</b>	<b>17</b>	<b>22</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	<b>43</b>		<b>1.213</b>	<b>(9)</b>		<b>(9)</b>	<b>1.204</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>9.334</b>	<b>618</b>	<b>(366)</b>	<b>(194)</b>	<b>767</b>	<b>(179)</b>	<b>1.085</b>	<b>(102)</b>	<b>84</b>	<b>11.047</b>	<b>(1.085)</b>	<b>496</b>	<b>(589)</b>	<b>10.458</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>	(136)	8	(6)	(2)	(4)	(649)	7	(21)		(803)	(7)		(7)	(810)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>	242	187	17	1	22		23			492	(23)		(23)	469
Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>	(5.732)	(188)	102	52	(232)	182	(446)		(37)	(6.299)	446	(92)	354	(5.945)
Tax rate (%)	60,7	23,1			29,6		40,0			58,7				58,8
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>3.708</b>	<b>625</b>	<b>(253)</b>	<b>(143)</b>	<b>553</b>	<b>(646)</b>	<b>669</b>	<b>(123)</b>	<b>47</b>	<b>4.437</b>	<b>(669)</b>	<b>404</b>	<b>(265)</b>	<b>4.172</b>
<i>di competenza:</i>														
- interessenze di terzi										454			(115)	339
<b>- azionisti Eni</b>										<b>3.983</b>			<b>(150)</b>	<b>3.833</b>
<b>Utile netto di competenza azionisti Eni</b>										<b>3.844</b>			<b>(144)</b>	<b>3.700</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(70)				(70)
Esclusione special item										209			(6)	203
<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>										<b>3.983</b>			<b>(150)</b>	<b>3.833</b>

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

(b) Escludono gli special item.

[€ milioni]

**Esercizio 2012**

	ALTRE ATTIVITÀ <sup>(a)</sup>									DISCONTINUED OPERATIONS			CONTINUING OPERATIONS	
	Exploration & Production	Gas & Power <sup>(a)</sup>	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo		Totale
<b>Utile operativo</b>	<b>18.470</b>	<b>(3.219)</b>	<b>(1.296)</b>	<b>(681)</b>	<b>1.442</b>	<b>(341)</b>	<b>1.679</b>	<b>(300)</b>	<b>208</b>	<b>15.962</b>	<b>(1.679)</b>	<b>788</b>	<b>(891)</b>	<b>15.071</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino		163	(29)	63					(214)	(17)				(17)
<b>Esclusione special item:</b>														
- oneri ambientali		(2)	40				71	25		134	(71)		(71)	63
- 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 per incentivazione all'esodo	6	5	19	14	7	11	2	2		66	(2)		(2)	64
- 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
<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>67</b>	<b>3.412</b>	<b>1.004</b>	<b>135</b>	<b>32</b>	<b>16</b>	<b>51</b>	<b>78</b>		<b>4.795</b>	<b>(51)</b>		<b>(51)</b>	<b>4.744</b>
<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>18.537</b>	<b>356</b>	<b>(321)</b>	<b>(483)</b>	<b>1.474</b>	<b>(325)</b>	<b>1.730</b>	<b>(222)</b>	<b>(6)</b>	<b>20.740</b>	<b>(1.730)</b>	<b>788</b>	<b>(942)</b>	<b>19.798</b>
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>	(264)	29	(11)	(3)	(7)	(865)	(54)	(24)		(1.199)	54		54	(1.145)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>	436	261	63	2	55	99	38	(1)		953	(38)		(38)	915
Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>	(11.283)	(173)	90	89	(411)	115	(712)		2	(12.283)	712	(123)	589	(11.694)
Tax rate (%)	60,3	26,8			27,0		41,5			59,9				59,8
<b>Utile netto adjusted</b>	<b>7.426</b>	<b>473</b>	<b>(179)</b>	<b>(395)</b>	<b>1.111</b>	<b>(976)</b>	<b>1.002</b>	<b>(247)</b>	<b>(4)</b>	<b>8.211</b>	<b>(1.002)</b>	<b>665</b>	<b>(337)</b>	<b>7.874</b>
<i>di competenza:</i>														
- interessenze di terzi										886			(142)	744
<b>- azionisti Eni</b>										<b>7.325</b>			<b>(195)</b>	<b>7.130</b>
<b>Utile netto di competenza azionisti Eni</b>										<b>7.790</b>			<b>(3.590)</b>	<b>4.200</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(23)				(23)
Esclusione special item										(442)			3.395	2.953
<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>										<b>7.325</b>			<b>(195)</b>	<b>7.130</b>

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

(b) Escludono gli special item.

## Dettaglio degli special item

Esercizio 2012	(€ milioni)	Primo semestre	
		2012	2013
<b>4.795</b>	<b>Special item dell'utile operativo</b>	<b>1.213</b>	<b>31</b>
134	- oneri ambientali	50	54
4.029	- svalutazioni	1.164	88
(570)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(364)	(66)
945	- accantonamenti a fondo rischi	68	(75)
66	- oneri per incentivazione all'esodo	56	19
(1)	- derivati su commodity		54
(79)	- differenze e derivati su cambi	170	(71)
271	- altro	69	28
<b>202</b>	<b>Oneri (proventi) finanziari</b>	<b>(169)</b>	<b>119</b>
	di cui:		
79	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo	(170)	71
<b>(5.408)</b>	<b>Oneri (proventi) su partecipazioni</b>	<b>(897)</b>	<b>(202)</b>
	di cui:		
(2.354)	plusvalenze da cessione	(7)	(174)
(311)	di cui: Galp		(95)
(2.019)	Snam		(75)
(3.151)	plusvalenze da rivalutazione di partecipazioni	(835)	
(1.700)	di cui: Galp	(835)	
(1.451)	Snam		
156	svalutazioni di partecipazioni		
<b>(31)</b>	<b>Imposte sul reddito</b>	<b>62</b>	<b>(15)</b>
	di cui:		
803	- svalutazione imposte anticipate imprese italiane		
147	- linearizzazione effetto fiscale dividendi intercompany e altro	16	90
(981)	- fiscalità su special item	46	(105)
<b>(442)</b>	<b>Totale special item dell'utile netto</b>	<b>209</b>	<b>(67)</b>

## Dettaglio delle svalutazioni

Esercizio 2012	(€ milioni)	Primo semestre		
		2012	2013	Var. ass.
2.679	Svalutazione asset materiali/immateriali	315	136	(179)
1.347	Svalutazione goodwill	849		(849)
(3)	Rivalutazioni		(48)	(48)
<b>4.023</b>	<b>Sub totale</b>	<b>1.164</b>	<b>88</b>	<b>(1.076)</b>
6	Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti			
<b>4.029</b>	<b>Totale svalutazioni</b>	<b>1.164</b>	<b>88</b>	<b>(1.076)</b>

## 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<sup>(a)</sup>

(€ milioni)	31 dicembre 2012	30 giugno 2013	Var. ass.
<b>Capitale immobilizzato</b>			
Immobili, impianti e macchinari	63.466	64.441	975
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.538	2.359	(179)
Attività immateriali	4.487	4.533	46
Partecipazioni	9.347	7.337	(2.010)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.457	1.474	17
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.142)	(1.274)	(132)
	<b>80.153</b>	<b>78.870</b>	<b>(1.283)</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>			
Rimanenze	8.496	8.035	(461)
Crediti commerciali	19.966	20.324	358
Debiti commerciali	(14.993)	(13.200)	1.793
Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.204)	(3.064)	140
Fondi per rischi e oneri	(13.603)	(13.180)	423
Altre attività (passività) d'esercizio	2.473	1.845	(628)
	<b>(865)</b>	<b>760</b>	<b>1.625</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>	<b>(1.374)</b>	<b>(1.400)</b>	<b>(26)</b>
<b>Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili</b>	<b>155</b>	<b>107</b>	<b>(48)</b>
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>	<b>78.069</b>	<b>78.337</b>	<b>268</b>
Patrimonio netto degli azionisti Eni	59.060	58.977	(83)
Interessenze di terzi	3.498	2.868	(630)
<b>Patrimonio netto</b>	<b>62.558</b>	<b>61.845</b>	<b>(713)</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>15.511</b>	<b>16.492</b>	<b>981</b>
<b>COPERTURE</b>	<b>78.069</b>	<b>78.337</b>	<b>268</b>

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

#### Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato (€78.870 milioni) è diminuito di €1.283 milioni rispetto al 31 dicembre 2012 per effetto della riduzione della voce "Partecipazioni" a seguito della cessione delle partecipazioni in Snam e Galp, degli ammortamenti e svalutazioni di periodo (€4.627 milioni), parzialmente compensati dagli investimenti tecnici del periodo (€5.931 milioni).

#### Capitale di esercizio netto

Il capitale di esercizio netto (€760 milioni) è aumentato di €1.625 milioni per effetto del peggioramento del saldo debiti/crediti com-

merciali (+€2.151 milioni) anche a seguito di minori crediti ceduti in factoring e dell'utilizzo dei fondi rischi (+€423 milioni) dovuto alla definizione di una price revision nel settore gas. La riduzione delle rimanenze (-€461 milioni) è dovuta principalmente all'effetto della flessione dei prezzi degli idrocarburi nella valutazione delle scorte di prodotti al costo medio ponderato.

#### Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili (€107 milioni) riguardano asset non strategici delle Divisioni Exploration & Production, Gas & Power e 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. 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 2012	30 giugno 2013	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	24.463	24.575	112
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	5.184	5.731	547
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	19.279	18.844	(435)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(7.765)	(7.850)	(85)
Titoli non strumentali all’attività operativa	(34)	(11)	23
Crediti finanziari non strumentali all’attività operativa	(1.153)	(222)	931
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>15.511</b>	<b>16.492</b>	<b>981</b>
<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi</b>	<b>62.558</b>	<b>61.845</b>	<b>(713)</b>
<b>Leverage</b>	<b>0,25</b>	<b>0,27</b>	<b>0,02</b>

L’**indebitamento finanziario netto** al 30 giugno 2013 di €16.492 milioni è aumentato di €981 milioni rispetto al 31 dicembre 2012 a causa del pagamento del saldo dividendo 2012 di Eni, dei fabbisogni per investimenti e quanto a €335 milioni alla minore fattorizzazione di crediti commerciali, parzialmente compensati dal flusso di cassa della gestione e dagli incassi di Snam e Galp.

I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a €24.575 milioni, di cui €5.731 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza dei debiti finanziari a lungo termine di €2.827 milioni) e €18.844 milioni a lungo termine.

Il **leverage**, rapporto tra indebitamento finanziario e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi, è pari allo 0,27 al 30 giugno 2013 (0,25 al 31 dicembre 2012).

## Prospetto dell’utile complessivo

(€ milioni)	Primo semestre	
	2012	2013
<b>Utile netto</b>	<b>4.298</b>	<b>1.438</b>
Altre componenti dell’utile complessivo:		
Componenti riclassificabili a conto economico		
<i>Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall’euro</i>	1.147	156
<i>Valutazione al fair value delle partecipazioni in Galp e Snam</i>		(100)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	(25)	3
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	8	(2)
<i>Quota di pertinenza delle altre componenti dell’utile complessivo delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	8	2
<i>Effetto fiscale</i>	8	
	<b>1.146</b>	<b>59</b>
<b>Totale utile complessivo</b>	<b>5.444</b>	<b>1.497</b>
di competenza:		
- <b>azionisti Eni</b>	<b>4.962</b>	<b>1.889</b>
- interessenze di terzi	482	(392)

## Patrimonio netto

(€ milioni)

<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2012</b>		<b>62.558</b>
Totale utile complessivo di periodo	1.497	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.956)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(214)	
Interessenze di terzi uscite per variazione dell'area di consolidamento	(14)	
Acquisto quote Tígáz	(26)	
<b>Totale variazioni</b>		<b>(713)</b>
<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2013</b>		<b>61.845</b>
<i>di competenza:</i>		
- azionisti Eni		<b>58.977</b>
- interessenze di terzi		2.868

Il **patrimonio netto** comprese le interessenze di terzi (€61.845 milioni) è diminuito di €713 milioni. Tale riduzione riflette l'utile complessivo di periodo (€1.497 milioni) dato dall'utile di conto economico di €1.438 milioni e dalle differenze cambio da conversione positive rilevate tra le altre componenti dell'utile

complessivo (€156 milioni), i cui effetti sono stati più che compensati dalla distribuzione dei dividendi e altri movimenti di patrimonio €2.210 (saldo dividendo Eni per l'esercizio 2012 di €1.956 milioni e dividendi agli azionisti di minoranza di Saipem e altre entità minori).

## 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<sup>(a)</sup>

Esercizio 2012	(€ milioni)	Primo semestre		
		2012	2013	Var. ass.
<b>4.944</b>	<b>Utile netto - continuing operations</b>	<b>4.039</b>	<b>1.438</b>	<b>(2.601)</b>
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>			
11.349	- ammortamenti e altri componenti non monetari	4.515	4.614	99
(875)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(370)	(168)	202
11.925	- dividendi, interessi e imposte	6.270	3.926	(2.344)
(3.373)	Variazione del capitale di esercizio	(293)	(23)	270
(11.614)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(5.821)	(5.035)	786
<b>12.356</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations</b>	<b>8.340</b>	<b>4.752</b>	<b>(3.588)</b>
15	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	82		(82)
<b>12.371</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>8.422</b>	<b>4.752</b>	<b>(3.670)</b>
<b>(12.761)</b>	<b>Investimenti tecnici - continuing operations</b>	<b>(5.647)</b>	<b>(5.931)</b>	<b>(284)</b>
(756)	Investimenti tecnici - discontinued operations	(493)		493
<b>(13.517)</b>	<b>Investimenti tecnici</b>	<b>(6.140)</b>	<b>(5.931)</b>	<b>209</b>
(569)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(306)	(176)	130
6.014	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	774	2.465	1.691
(136)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(574)	36	610
<b>4.163</b>	<b>Free cash flow</b>	<b>2.176</b>	<b>1.146</b>	<b>(1.030)</b>
(83)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa <sup>(b)</sup>	(336)	954	1.290
5.947	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	3.577	211	(3.366)
(3.746)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.280)	(2.192)	88
(16)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	3	(34)	(37)
<b>6.265</b>	<b>FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO</b>	<b>3.140</b>	<b>85</b>	<b>(3.055)</b>

### Variazione dell'indebitamento finanziario netto

Esercizio 2012	(€ milioni)	Primo semestre		
		2012	2013	Var. ass.
<b>4.163</b>	<b>Free cash flow</b>	<b>2.176</b>	<b>1.146</b>	<b>(1.030)</b>
(2)	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(2)	(6)	(4)
12.446	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	(3)		3
(340)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	1.232	71	(1.161)
(3.746)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.280)	(2.192)	88
<b>12.521</b>	<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>1.123</b>	<b>(981)</b>	<b>(2.104)</b>

(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:

Esercizio 2012	(€ milioni)	Primo semestre		
		2012	2013	Var. ass.
	<b>Investimenti:</b>			
	- titoli			
(1.131)	- crediti finanziari	(350)	(142)	208
<b>(1.131)</b>		<b>(350)</b>	<b>(142)</b>	<b>208</b>
	<b>Disinvestimenti:</b>			
4	- titoli	7	22	15
1.044	- crediti finanziari	7	1.074	1.067
<b>1.048</b>		<b>14</b>	<b>1.096</b>	<b>1.082</b>
<b>(83)</b>	<b>Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa</b>	<b>(336)</b>	<b>954</b>	<b>1.290</b>

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** è stato di €4.752 milioni. Tale flusso di cassa e gli incassi da dismissioni di €2.465 milioni hanno coperto parte dei fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (€5.931 milioni) e finanziari (€176 milioni) e al pagamento dei dividendi e altri movimenti di patrimonio di €2.192 milioni (€1.956 milioni relativi al saldo dividendo 2012 agli azionisti Eni e €211 milioni relativi agli azionisti di minoranza in particolare di Saipem), determinando un incremento dell'indebitamento finanziario netto di €981 milioni rispetto al 31 dicem-

bre 2012. Il flusso di cassa netto da attività operativa è stato penalizzato da un minore volume di crediti commerciali ceduti in factoring con scadenza successiva alla chiusura del periodo contabile (-€335 milioni, €1.868 milioni nel primo semestre 2013; €2.203 milioni a fine 2012).

Le dismissioni hanno riguardato principalmente l'11,69% del capitale sociale di Snam (€1.459 milioni) e l'8% del capitale sociale di Galp (€810 milioni) e altri asset non strategici nel settore Exploration & Production.

## Investimenti tecnici

Esercizio 2012	(€ milioni)	Primo semestre			
		2012	2013	Var. ass.	Var. %
10.307	Exploration & Production	4.455	4.893	438	9,8
43	- acquisto di riserve proved e unproved	27			
1.850	- ricerca esplorativa	826	944		
8.304	- sviluppo	3.568	3.907		
110	- altro	34	42		
225	Gas & Power	85	85		
212	- mercato	78	76		
13	- trasporto internazionale	7	9		
842	Refining & Marketing	290	210	(80)	(27,6)
622	- raffinazione, supply e logistica	243	163		
220	- marketing	47	47		
172	Versalis	66	111	45	68,2
1.011	Ingegneria & Costruzioni	546	490	(56)	(10,3)
14	Altre attività	8	5	(3)	(37,5)
152	Corporate e società finanziarie	54	107	53	98,1
38	Effetto eliminazione utili interni	143	30	(113)	
<b>12.761</b>	<b>Investimenti tecnici - continuing operations</b>	<b>5.647</b>	<b>5.931</b>	<b>284</b>	<b>5,0</b>
756	Investimenti tecnici - discontinued operations	493		(493)	..
<b>13.517</b>	<b>Investimenti tecnici</b>	<b>6.140</b>	<b>5.931</b>	<b>(209)</b>	<b>(3,4)</b>

Nel primo semestre 2013, gli **investimenti tecnici** di €5.931 milioni hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Angola, Italia, Congo, Kazakhstan e Nigeria, e le attività di ricerca esplorativa con investimenti concentrati per il 97% all'estero, in particolare in Mozambico, Togo, Congo, Angola e Cina nonché acquisizione di nuove licenze nella Repubblica di Cipro e in Vietnam;

- il settore Ingegneria & Costruzioni (€490 milioni) per l'upgrading della flotta;
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (€163 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, nonché nel marketing per ristrutturazione e obblighi di legge della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (€47 milioni);
- iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€43 milioni).



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

### Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)		31 dicembre 2012		30 giugno 2013	
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al bilancio consolidato semestrale abbreviato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
<b>Capitale immobilizzato</b>					
Immobili, impianti e macchinari			63.466		64.441
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			2.538		2.359
Attività immateriali			4.487		4.533
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni			9.347		7.337
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 5 e nota 11)		1.457		1.474
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.142)		(1.274)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 5)	209		212	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 13)	752		720	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 15)	(2.103)		(2.206)	
<b>Totale Capitale immobilizzato</b>			<b>80.153</b>		<b>78.870</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>					
Rimanenze			8.496		8.035
Crediti commerciali	(vedi nota 5)		19.966		20.324
Debiti commerciali	(vedi nota 15)		(14.993)		(13.200)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(3.204)		(3.064)
- passività per imposte sul reddito correnti		(1.622)		(1.066)	
- passività per altre imposte correnti		(2.162)		(2.860)	
- passività per imposte differite		(6.740)		(6.775)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 21)	(1)			
- attività per imposte sul reddito correnti		771		758	
- attività per altre imposte correnti		1.230		1.045	
- attività per imposte anticipate		5.027		5.485	
- altre attività per imposte	(vedi nota 13)	293		349	
Fondi per rischi e oneri			(13.603)		(13.180)
Altre attività (passività), composte da:			2.473		1.845
- titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 4)	201		202	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 5)	440		472	
- altri crediti	(vedi nota 5)	6.751		7.107	
- altre attività (correnti)		1.624		1.391	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 13)	3.355		2.772	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 15)	(6.485)		(6.937)	
- altre passività (correnti)		(1.437)		(1.221)	
- altri debiti, altre passività	(vedi nota 21)	(1.976)		(1.941)	
<b>Totale Capitale di esercizio netto</b>			<b>(865)</b>		<b>760</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>			<b>(1.374)</b>		<b>(1.400)</b>
<b>Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili</b>			<b>155</b>		<b>107</b>
composte da:					
- attività destinate alla vendita		516		486	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(361)		(379)	
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>			<b>78.069</b>		<b>78.337</b>
<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi</b>			<b>62.558</b>		<b>61.845</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			24.463		24.575
- passività finanziarie a lungo termine		19.279		18.844	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.961		2.827	
- passività finanziarie a breve termine		2.223		2.904	
<b>a dedurre:</b>					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(7.765)		(7.850)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 4)		(34)		(11)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 5)		(1.153)		(222)
<b>Totale Indebitamento finanziario netto <sup>(a)</sup></b>			<b>15.511</b>		<b>16.492</b>
<b>COPERTURE</b>			<b>78.069</b>		<b>78.337</b>

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 18 al Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

**Rendiconto finanziario riclassificato**

(€ milioni)	Primo semestre 2012		Primo semestre 2013	
<b>Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale</b>	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
<b>Utile netto del periodo - continuing operations</b>		<b>4.039</b>		<b>1.438</b>
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		4.515		4.614
- ammortamenti	4.577		4.539	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	1.164		88	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(342)		(203)	
- altre variazioni	(898)		175	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	14		15	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(370)		(168)
Dividendi, interessi e imposte		6.270		3.926
- dividendi	(156)		(306)	
- interessi attivi	(48)		(67)	
- interessi passivi	420		371	
- imposte sul reddito	6.054		3.928	
Variazione del capitale di esercizio		(293)		(23)
- rimanenze	(621)		660	
- crediti commerciali	605		(382)	
- debiti commerciali	(1.098)		(1.812)	
- fondi per rischi e oneri	331		(298)	
- altre attività e passività	490		1.809	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(5.821)		(5.035)
- dividendi incassati	474		409	
- interessi incassati	25		58	
- interessi pagati	(542)		(693)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(5.778)		(4.809)	
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations</b>		<b>8.340</b>		<b>4.752</b>
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations</b>		<b>82</b>		
<b>Totale flusso di cassa</b>		<b>8.422</b>		<b>4.752</b>
Investimenti tecnici		(6.140)		(5.931)
- attività materiali	(5.086)		(4.886)	
- attività immateriali	(1.054)		(1.045)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(306)		(176)
- partecipazioni	(128)		(148)	
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(178)		(28)	
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		774		2.465
- attività materiali	727		186	
- attività immateriali	30		4	
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	(2)			
- partecipazioni	19		2.275	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(574)		36
- investimenti finanziari: titoli			(18)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(608)		(524)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(305)		139	
<b>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</b>	350		142	
- disinvestimenti finanziari: titoli	32		27	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	332		1.315	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(361)		51	
<b>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</b>	(14)		(1.096)	
<b>Free cash flow</b>		<b>2.176</b>		<b>1.146</b>

segue **Rendiconto finanziario riclassificato**

[€ milioni]

	Primo semestre 2012		Primo semestre 2013	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
<b>Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale</b>				
<b>Free cash flow</b>		<b>2.176</b>		<b>1.146</b>
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		(336)		954
<i>riclassifica: investimenti finanziari in titoli     e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	(350)		(142)	
<i>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli     e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	14		1.096	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		3.577		211
- assunzione debiti finanziari non correnti	4.812		2.594	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(681)		(3.253)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(554)		870	
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.280)		(2.192)
- apporti netti di capitale proprio da terzi				
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.884)		(1.956)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(414)		(211)	
- acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(4)		(25)	
- cessione netta di azioni proprie diverse dalla controllante	22			
Effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti		9		(19)
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(6)		(15)
<b>Flusso di cassa netto del periodo</b>		<b>3.140</b>		<b>85</b>

## Fattori di rischio e incertezza

### Premessa

I principali rischi d'impresa identificati, monitorati e gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio di mercato derivante 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; (ii) il rischio di credito derivante dalla possibilità di default di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine; (iv) il rischio Paese nell'attività oil&gas; (v) il rischio operation; (vi) i rischi del contesto competitivo nel settore della commercializzazione del gas; (vii) i rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi. La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo 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 di indirizzo" 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. 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 è trasferito dalle singole unità di business (Divisioni/Società) alla Direzione Midstream, mentre Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei relativi derivati di copertura (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.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indiriz-

zo" 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 di indirizzo" 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 e di Stop Loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di Trading, asset backed e proprietario. 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), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Midstream Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Anche a seguito della liquidità riveniente dalla cessione del Gruppo Snam, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità nel rispetto di quanto definito nel Piano Finanziario in quanto a salvaguardia del capitale, disponibilità della liquidità e ottimizzazione del rendimento della liquidità strategica. L'attività di gestione della liquidità strategica ha determinato per Eni una nuova tipologia di rischio di mercato, il rischio di prezzo della liquidità strategica: tale fattispecie di rischio è riconducibile all'attività di gestione della liquidità strategica realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di

ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità.

Le quattro 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 di indirizzo" 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 secondo 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**

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione:

- a) esposizione strategica, relativa alle scelte strategiche di portafoglio di lungo periodo (ad es. produzioni riserve olio, margine di raffinazione, contratti gas di lungo periodo per la parte non bilanciata), caratterizzata da una attività di copertura non sistematica ma di carattere straordinario con responsabilità demandata direttamente al Top Management;
- b) esposizione commerciale, relativa alle componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora non strategiche, alle componenti non contrattualizzate caratterizzate da alta probabilità di manifestazione (es. campagna commerciale approvata), caratterizzata da una attività di gestione sistematica del rischio e soggetta a limiti di rischio specifici (VaR, Stop Loss);
- c) esposizione di trading (Asset Backed e Proprietario), relativa ai contratti negoziati dall'unità centralizzata di trading per l'attività di esecuzione sui mercati, caratterizzata da una gestione sistematica del rischio e soggetta a limiti di rischio specifici (VaR, Stop Loss, limiti volumetrici ecc.).

L'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Le singole Business Unit trasferiscono all'unità di Portfolio Management (Direzione Mid-Stream) il rischio prezzo delle commodity e il connesso rischio cambio economico associato alla propria esposizione; l'unità di Portfolio Management assicura la gestione delle posizioni rivenienti ottimizzando le opportunità di netting e gestendo lo sbilancio sul mercato, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping), per la gestione del rischio commodity, e delle competenti funzioni di finanza operativa, per la gestione del collegato rischio cambio. 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 ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

La seguente tabella riporta i valori registrati nel primo semestre 2013 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2012) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity aggregate per tipologia di esposizione.

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

(€ milioni)	2012				I semestre 2013			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse <sup>(a)</sup>	8,69	1,41	3,13	1,88	3,67	1,81	2,25	3,59
Tasso di cambio <sup>(a)</sup>	1,16	0,12	0,43	0,19	0,35	0,10	0,16	0,17

(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)	2012 <sup>(c)</sup>				I semestre 2013			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Unità di Portfolio Management <sup>(a)</sup>	84,20	35,65	59,61	40,99	64,17	36,59	47,12	55,05
Unità Trading <sup>(b)</sup>	5,88	1,11	2,80	1,24	7,50	1,36	4,28	3,50

(a) Il perimetro consiste nella Direzione Midstream (esposizioni originanti dalla Divisioni R&M e G&P di Eni SpA), Versalis, Eni Trading & Shipping BV (Amsterdam) e consociate estere delle Divisioni operative.

(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, sia su contratti fisici sia in strumenti derivati finanziari, fa capo a Eni Trading & Shipping Spa (Londra-Bruxelles-Singapore) ed ET&S Inc. (Houston).

(c) I valori di VaR riferiti all'esercizio 2012 sono stati riaggregati compatibilmente con la disaggregazione scelta nel 2013 per esigenze di compatibilità.

### Rischio di prezzo della liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della liquidità strategica è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi quando sono valutati in bilancio al fair value. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una specifica politica di investimento con obiettivi e vincoli, definiti in termini di attività finanziarie investibili e limiti operativi, e principi di governance che regolano la gestione e i sistemi di controllo.

La costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità si propone principalmente di rispondere ai seguenti obiettivi:

- garanzia di flessibilità finanziaria. La liquidità deve consentire a Eni di poter far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie).
- mantenimento/miglioramento dell'attuale classe di rating attraverso il rafforzamento della struttura patrimoniale e la contestuale disponibilità di una riserva di liquidità che consentano di soddisfare i requisiti delle agenzie di rating.

L'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con la metodologia della simulazione storica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99° percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, duration, classe di rating, liquidità e strumenti investibili. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria o la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione è prevista a partire dal secondo semestre.

### 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 corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee di indirizzo" 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 dalla funzione di finanza operativa e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business

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.

## 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 aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità 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 manifesti ancora tensioni negli spread applicati.

Per effetto della dismissione e del conseguente deconsolidamento di Snam nonché degli incassi da altre dismissioni, la struttura finanziaria di Eni presenta un'evidente discontinuità in termini di entità e composizione rispetto al recente passato e risulta allineata per la prima volta a quella dei peers; la presenza di rilevanti stock di attivi finanziari consentirà di accrescere l'autonomia finanziaria del Gruppo in termini di efficienza e flessibilità nella raccolta e negli impieghi, nel rispetto dell'obiettivo della copertura dei fabbisogni di gestione.

La minimizzazione del rischio di liquidità, intesa come stabilizzazione della struttura finanziaria in termini di composizione e costo, rappresenta come in passato una direttrice strategica del Piano Finanziario 2013-2016.

Le policy di finanza sono state pertanto orientate a perseguire i seguenti obiettivi: (a) ridurre il rischio di rifinanziamento a due anni, al fine di rendere Eni finanziariamente indipendente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di scenari di mercato negativi; (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 di un elevato stock di liquidità. Esso è dimensionato in modo da: (i) costituire un buffer strutturale di disponibilità, commisurato al debito da rimborsare su un orizzonte temporale biennale, in modo da ridurre il rischio di rifinanziamento,

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 e cogliere, immediatamente e a basso costo, eventuali opportunità di investimento, riducendo al contempo il portafoglio di linee di credito committed esistenti a fine 2012; (iii) modulare la struttura finanziaria in modo da elevarne l'efficienza in un contesto ancora precario e incerto, così da mantenerla allineata a quella dei peers. 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.

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 30 giugno 2013. 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, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. 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, rendendone più probabile un declassamento del rating nonché di quello delle obbligazioni o di altri strumenti di debito da essa emessi. 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 individuare e comunicare tempestivamente le azioni da intraprendere al fine di mitigare tali rischi, in coerenza con le strategie aziendali.

Al 30 giugno 2013, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €11,83 miliardi, di cui €2,44 miliardi committed. Le linee di credito a lungo termine committed, pari a €3,80 miliardi, risultano tutte disponibili; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

A gennaio, inoltre, nell'ambito del processo di dismissione della partecipazione in Snam, è stato emesso un bond convertibile in azioni di detta società di €1,25 miliardi a tasso fisso, di durata triennale.

A luglio, Eni, al fine di cogliere le favorevoli opportunità offerte dal mercato, ha lanciato un prestito obbligazionario decennale a tasso fisso del valore nominale di €1 miliardo collocato sul mercato degli Eurobond.

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 nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri.

**Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie**

(€ milioni)	Anni di scadenza					Anni successivi	Totale
	2013	2014	2015	2016	2017		
Passività finanziarie	4.051	2.476	3.306	3.529	3.031	8.012	<b>24.405</b>
Passività per strumenti derivati	756	97	132	2	8	48	<b>1.043</b>
	<b>4.807</b>	<b>2.573</b>	<b>3.438</b>	<b>3.531</b>	<b>3.039</b>	<b>8.060</b>	<b>25.448</b>
Interessi su debiti finanziari	380	711	612	552	459	1.460	<b>4.174</b>
Garanzie finanziarie	273						<b>273</b>

**Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti**

(€ milioni)	Anni di scadenza		Totale
	2013	Anni successivi	
Debiti commerciali	13.200		<b>13.200</b>
Altri debiti e anticipi	9.143	56	<b>9.199</b>
	<b>22.343</b>	<b>56</b>	<b>22.399</b>

Le principali obbligazioni contrattuali sono quelle dei contratti di approvvigionamento con clausole 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.

**Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali**

(€ milioni)	Anni di scadenza					Anni successivi	Totale
	2013	2014	2015	2016	2017		
<b>Contratti di leasing operativo non annullabili<sup>(1)</sup></b>	<b>433</b>	<b>584</b>	<b>370</b>	<b>263</b>	<b>197</b>	<b>452</b>	<b>2.299</b>
<b>Costi di abbandono e ripristino siti<sup>(2)</sup></b>	<b>184</b>	<b>43</b>	<b>156</b>	<b>273</b>	<b>483</b>	<b>13.352</b>	<b>14.491</b>
<b>Costi relativi a fondi ambientali<sup>(3)</sup></b>	<b>186</b>	<b>370</b>	<b>263</b>	<b>159</b>	<b>9</b>	<b>743</b>	<b>1.730</b>
<b>Impegni di acquisto<sup>(4)</sup></b>	<b>11.288</b>	<b>19.347</b>	<b>19.635</b>	<b>17.966</b>	<b>16.865</b>	<b>177.325</b>	<b>262.426</b>
- Gas							
Take-or-pay	9.620	17.462	18.027	16.472	15.411	169.180	<b>246.172</b>
Ship-or-pay	873	1.386	1.326	1.224	1.194	5.685	<b>11.688</b>
- Altri impegni di acquisto con clausole take-or-pay e ship-or-pay	82	158	152	146	136	846	<b>1.520</b>
- Altri impegni di acquisto <sup>(5)</sup>	713	341	130	124	124	1.614	<b>3.046</b>
<b>Altri impegni</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>122</b>	<b>138</b>
Memorandum di intenti Val d'Agri	4	3	3	3	3	122	<b>138</b>
	<b>12.095</b>	<b>20.347</b>	<b>20.427</b>	<b>18.664</b>	<b>17.557</b>	<b>191.994</b>	<b>281.084</b>

(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 €2.073 milioni.



Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma 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.

(€ 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	<b>37.125</b>
Impegni per altri investimenti	6.940	3.782	1.584	1.100	8.496	<b>21.902</b>
	<b>13.658</b>	<b>11.462</b>	<b>8.481</b>	<b>5.091</b>	<b>20.335</b>	<b>59.027</b>

## 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. Altri 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 inadempimenti 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 costantemente 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.

In Africa Settentrionale è localizzato circa il 30% delle riserve certe di Eni alla data del bilancio 2012. Diversi Paesi di quest'area e in aree limitrofe del Medio Oriente 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. Il grado di stabilità del quadro socio-politico di tali Paesi continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza per il futuro prevedibile; in particolare la situazione interna dell'Egitto appare complessa, anche se al momento non si sono verificate interruzioni nell'attività produttiva Eni nel Paese.

In Libia, la performance operativa Eni del primo semestre 2013 è stata penalizzata da eventi di forza maggiore riconducibili al quadro socio-politico interno che è ancora in fase di stabilizzazione. Ricordiamo che Eni è impegnata nel pieno ripristino del plateau produttivo nel Paese dopo il conflitto del 2011 a causa del quale la Società fu 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 di quell'esercizio. Nel primo semestre 2013 gli impianti Eni in Libia hanno erogato 247 mila boe/giorno in linea con il primo semestre 2012.

A questi temi 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. La presenza Eni in Iran è ormai marginale, limitata al completamento di un contratto petrolifero in vista del trasferimento delle operazioni al partner iraniano (giacimento di Darquain). Eni ritiene che tale attività residua e l'import di greggio iraniano per il rimborso dei crediti in essere verso controparti di Stato non rappresentino violazioni delle leggi USA e delle risoluzioni UE volte a colpire l'Iran e chiunque conduca affari in Iran o con controparti iraniane.

## Rischio evoluzione normativa

Per maggiori informazioni sul rischio evoluzione normativa si rinvia alla Relazione Finanziaria Annuale 2012.

## Rischi operativi

I rischi operativi possono derivare dall'inadeguatezza o dalla disfunzione dei processi aziendali. Tra questi particolare rilievo assumono quelli relativi a operation e HSE. Per i rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi si rinvia alla Relazione Finanziaria Annuale 2012.

## Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E

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, dalla presenza di ecosistemi sensibili e dalla 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 ad alcuni reati in materia ambientale.

Eni ritiene di adottare modelli organizzativi e 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 proprie attività industriali. 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 di Eni, 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. Eni è particolarmente esposta a tali rischi in Italia, dove, ad eccezione delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi, è concentrata la maggior parte delle installazioni industriali e per effetto della conduzione in passato di attività minero-metallurgiche e chimiche che sono state progressivamente chiuse e ristrutturate. Il Bilancio Eni accoglie i costi che dovranno essere sostenuti 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, all'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 Eni adotta pratiche operative e 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 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 a 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.

In particolare, Eni partecipa dal 2013 a una Task Force dell'IPIECA (Associazione internazionale del settore oil & gas per l'ambiente e le tematiche sociali) sull'adattamento ai cambiamenti climatici, nata con lo scopo di favorire lo scambio di conoscenze e la creazione di sinergie tra le compagnie del settore oil & gas rispetto alle strategie di adattamento ai cambiamenti climatici. L'aumento della frequenza e dell'intensità degli eventi climatici estremi – quali gli uragani, la siccità, e le inondazioni – stanno infatti generando crescenti rischi per le installazioni industriali, l'ambiente e le popolazioni locali, in particolare quelle localizzate nelle aree più sensibili verso tali fenomeni (es. Nord Africa, Artico, Golfo del Messico). Le strategie di adattamento spaziano dalla scelta di nuove soluzioni ingegneristiche alla stipula di contratti assicurativi ad hoc, dalla definizione di specifiche

procedure di gestione delle emergenze all'implementazione di nuove prassi per l'utilizzo delle risorse naturali. In particolare, con lo scopo di stimare i rischi per l'ambiente, Eni sta anche applicando metodologie di previsione degli impatti dovuti ai cambiamenti climatici (Aqueduct) e valutazione dei rischi per l'ambiente in termini di siccità, inondazioni, cicloni, ecc. o di contesto di evoluzione legislativa (Maplecroft) e partecipa a tavoli di implementazione degli obiettivi del millennio con particolare riguardo al tema dell'acqua e dell'energia. Queste attività forniscono informazioni utili alle valutazioni dei rischi finanziari. 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 sistema di 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 e localizzate in particolari contesti territoriali; nel corso degli ultimi mesi, sono stati pubblicati atti normativi sul tema che avranno 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. Non essendo ancora stata definita una normativa nazionale a riguardo, Eni ha sviluppato una metodologia per la valutazione dell'impatto sanitario (VIS) da applicare ai propri siti in caso di richiesta da parte dell'autorità competente.

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.

La costante applicazione, verifica e aggiornamento delle attività di igiene industriale vengono effettuate in riferimento alle linee guida internazionali di miglioramento continuo degli am-

bienti e dei processi di lavoro, adottando le migliori pratiche rese di volta in volta disponibili dal progresso delle conoscenze sulla mitigazione dei rischi nei luoghi di lavoro.

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 e organizzato su più livelli di controllo, 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 certifi-

- cazioni dei sistemi di gestione (con frequenza annuale effettuate da un ente certificatore);
- verifiche esterne di conformità alle normative vigenti in materia HSE;
- audit specifici su 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".

È anche in corso un "pilota" (Thermal Desorption) per verificare la possibilità di accelerare le azioni di bonifica delle aree interessate da questi fenomeni di spill.

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 eventualmente 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. A livello europeo

è stata emessa il 12 giugno 2013 la direttiva 2013/30/EU sulla sicurezza delle operazioni oil&gas offshore avente lo scopo di sostituire le esistenti legislazioni nazionali e uniformare l'approccio legislativo a livello europeo.

Le nuove disposizioni riguardano le installazioni offshore fisse e mobili, produttive o di perforazione, future ed esistenti.

La concessione del titolo minerario è subordinata alla valutazione della capacità tecnica e finanziaria dell'operatore di far fronte a incidenti significativi e alle responsabilità legali che ne derivano. L'operatore deve elaborare un Rapporto sui Rischi Significativi per ogni fase rilevante del ciclo di vita dell'asset. È stabilita a livello di Autorità nazionali la separazione delle funzioni aventi competenza su sicurezza e ambiente (Autorità Competente) dalle funzioni che si occupano di sviluppo economico delle risorse naturali e di assegnazione dei titoli minerari. È stabilita la partecipazione pubblica alle decisioni in merito a operazioni che possono avere effetti significativi sull'ambiente. 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), di durata triennale con termine a febbraio 2015, 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 modifica 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 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. La domanda ha continuato a flettere nel primo semestre 2013 a causa della contrazione dell'attività produttiva e della crisi del settore termoelettrico penalizzato sia dalla congiuntura 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 ha rivisto al ribasso le previsioni sui consumi di gas: per il 2013 è prevista una flessione del 5% in Italia e dell'1% in Europa rispetto all'anno precedente; i livelli assoluti proiettati al 2016 sono previsti inferiori di circa il 6-7% rispetto alle stime del piano quadriennale 2013-2016 riflesse nel bilancio 2012. 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, la rivoluzione dello shale gas USA con il conseguente dirottamento di rilevanti flussi mondiali di GNL verso altri mercati, nonché i potenziamenti delle dorsali d'importazione da Russia e Algeria realizzati negli anni pre-crisi hanno modificato in maniera strutturale le dinamiche competitive e gli economics del settore europeo della commercializzazione del gas. I prezzi spot del gas favoriti dallo sviluppo di hub molto liquidi sono diventati il benchmark di riferimento nelle contrattazioni bilaterali di fornitura in luogo delle formule indicizzate al prezzo degli idrocarburi. Nonostante un certo assorbimento dell'eccesso di GNL 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. In tale scenario, gli intermediari europei del gas sono stati spiazzati dall'andamento divergente tra i prezzi spot e la loro posizione di costo che è rimasta 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 in un mercato in contrazione a competere in maniera ancora più aggressiva sulla leva prezzo (v. paragrafo successivo sui rischi dei contratti di take-or-pay). Di tale situazione hanno tratto beneficio i clienti di grandi dimen-

sioni ed evoluti che riescono ad ottenere condizioni economiche e di flessibilità più vantaggiose grazie all'ampia disponibilità di gas spot. Nel corso del primo semestre 2013 il mercato Italia ha registrato il crollo senza precedenti dei prezzi di vendita spot ai clienti industriali e termoelettrici, scesi sotto i livelli degli hub continentali a causa del perdurante eccesso di offerta e della crisi congiunturale. Inoltre, le Autorità di regolamentazione del settore hanno avviato il processo di aggiornamento delle formule di indicizzazione delle tariffe tutelate nel segmento residenziale in Italia e in altri Paesi dell'UE (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 che ha chiuso il primo semestre 2013 con la perdita operativa adjusted di €663 milioni a causa principalmente della flessione dei prezzi Italia.

Il management prevede il permanere di fondamentali deboli nel resto dell'esercizio e nei prossimi due/tre anni a causa delle prospettive di lenta ripresa della domanda, dell'eccesso di offerta e della forte pressione competitiva, mentre il costo oil-linked dell'approvvigionamento è proiettato su valori elevati. Tali driver costituiscono 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 intende rinegoziare il pricing e le altre condizioni di fornitura dei contratti di approvvigionamento di lungo termine, quale principale leva per recuperare la redditività e tutelare la generazione di cassa del business. 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 avviato le rinegoziazioni di tutti i principali contratti long-term con l'obiettivo di aumentare il peso dell'indicizzazione ai prezzi spot nelle formule di costo del gas approvvigionato e ridurre i vincoli di prelievo. 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. Nel primo semestre 2013 Eni ha finalizzato alcune rinegoziazioni di contratti di approvvigionamento di lungo termine conseguendo benefici economici e in termini di maggiore flessibilità operativa.

Nonostante il peggioramento della domanda e dei prezzi in Italia, nella redazione della situazione contabile semestrale 2013 il management conferma le previsioni di utili operativi e cash flow dell'attività Mercato del piano quadriennale 2013-2016 riflesse nelle valutazioni del Bilancio 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 15 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 ed eccesso d'offerta, 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 per l'associata esposizione finanziaria.

Dall'inizio della crisi del gas alla data di riferimento della relazione finanziaria semestrale 2013, Eni ha rilevato deferred cost (al netto degli utilizzi) per l'ammontare complessivo di €2,13 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 in flessione nel 2013 e di scarsa dinamica negli anni successivi di piano in considerazione dello scenario del gas, 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 obbli-

ghi di prelievo minimo degli operatori. Tali iniziative comprendono la rinegoziazione delle condizioni di prelievo e di flessibilità dei contratti di approvvigionamento long-term per ottenere riduzioni temporanee delle AMQ e maggiore flessibilità operativa quale lo spostamento di delivery point in altro punto del continente 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**

Rispetto alla relazione finanziaria 2012, il principale sviluppo occorso nel 2013 in materia di regolamentazione del settore gas ha riguardato la Delibera 196 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ("AEEG") di riforma delle condizioni economiche applicate ai clienti finali del servizio di tutela, a decorrere dal 1 ottobre 2013.

Con la Delibera n. 196/2013/R/GAS AEEG ha riformato le tariffe gas, a partire da ottobre 2013; la nuova struttura della tariffa sarà caratterizzata da:

1. Componente materia prima basata al 100% sui prezzi spot.
2. Contestuale introduzione di componenti compensative, per garantire una gradualità nel passaggio:
  - CCR, componente a copertura dei rischi/costi connessi con le attività di approvvigionamento all'ingrosso che prende in considerazione il passaggio al nuovo modello di approvvigionamento.
  - Componente GRAD, destinata per i prossimi 3 anni termici, a tutti i venditori al dettaglio, con il fine di garantire un passaggio graduale dai prezzi oil-linked ai prezzi legati ai mercati spot (come previsto dalla legislazione).
  - Componente APR, introdotta per promuovere una rinegoziazione effettiva dei contratti long-term. Questa componente, calcolata sugli a.t. 2013-2014 e 2014-2015, consiste in un meccanismo di assicurazione proposto su base volontaria ai venditori dotati di contratti di approvvigionamento ToP di lungo termine. L'implementazione di questa componente e i relativi obblighi per i venditori partecipanti sono ancora in fase di discussione.
3. Riforma delle componenti logistiche (attraverso la riduzione della tariffa di trasporto e il rimborso di quella di stoccaggio).
4. Aumento rilevante dei costi commerciali al dettaglio e dei margini della componente tariffaria.

Il complessivo impatto della riforma consiste in un punto di equilibrio tra i clienti finali e le esigenze dei venditori.

In modo analogo, diversi regolatori in Paesi europei d'interesse Eni, hanno adottato provvedimenti finalizzati a incrementare il peso delle quotazioni "hub" del gas 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.

## 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 primo semestre 2013 il prezzo del petrolio del marker Brent con un valore medio di 107 \$/barile ha registrato una flessione del 5% rispetto al primo semestre 2012 a causa della scarsa dinamica della domanda penalizzata dalla stagnazione economica in un quadro di offerta sostenuta. Il prezzo gas ha registrato una leggera ripresa sia in Europa sia negli USA, nonostante un quadro fondamentale che rimane 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 \$/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 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 del primo semestre 2013. 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 il cui andamento è influenzato dalle dinamiche della domanda e dell'offerta di gas. 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 primo semestre 2013 l'attività di raffinazione Eni ha continuato a registrare perdite operative, beneficiando solo parzialmente dei minori costi del greggio (la perdita 2013 rappresenta un miglioramento del 12% rispetto al primo semestre 2012). I fattori di debolezza strutturale dell'industria penalizzata da sovraccapacità e contrazione della domanda hanno pesato sui margini di raffinazione, che hanno registrato valori inferiori al livello di break-even in un quadro di estrema volatilità. 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. Il management prevede il perdurare dell'andamento negativo dello scenario di raffinazione nel breve/medio termine in funzione del quadro congiunturale e fintantoché le azioni di razionalizzazione della capacità in Europa cominceranno a incidere sul bilanciamento tra domanda e offerta.

Nel primo semestre 2013 l'attività di distribuzione carburanti in Italia è stata penalizzata dal crollo dei consumi nazionali 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 nella seconda metà dell'anno a causa delle modeste prospettive di ripresa economica in particolare in Italia.

Il management intende attenuare l'impatto negativo dello scenario attraverso l'avvio dell'impianto di conversione a tecnologia EST, azioni di efficienza (costi fissi e di logistica, consumi energetici), selettività negli investimenti e iniziative mirate nel marketing 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 primo semestre 2013 il business ha riportato un apprezzabile miglioramento della gestione con perdite operative in calo del 25% rispetto al 2012 per effetto del minore costo della carica petrolifera. Tuttavia le prospettive di breve/medio termine rimangono incerte a causa della debolezza del quadro macroeconomico in Europa e delle dinamiche competitive. Per contrastare i deficit strutturali del business chimico 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 bio-plastiche. 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 progetto in joint venture con Novamont prevede l'avvio delle produzioni delle bio-plastiche agli inizi del 2014. Il settore Ingegneria & Costruzioni è esposto alla ciclicità del prezzo del petrolio, considerato che le oil majors tendono a ri-

porre o a riprogrammare lo spending in esplorazione e sviluppo nelle fasi deboli del ciclo, e alle incertezze sull'andamento dell'economia globale che frenano le decisioni finali d'investimento e la tempistica di avvio dei progetti da parte dei committenti di impianti. Il settore Ingegneria & Costruzioni ha adottato nel tempo una strategia di diversificazione del portafoglio di attività puntando ad acquisire un 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, il 2013 sarà un anno difficile per il settore Ingegneria & Costruzioni che prevede di chiudere l'esercizio in perdita a causa del generale rallentamento dell'attività e della revisione di stima della profittabilità di alcune specifiche commesse in fase di completamento nelle business unit E&C offshore e onshore. Nonostante il peggioramento dei risultati atteso per il 2013, il management ritiene che le prospettive di lungo termine del business rimangano favorevoli potendo fare leva sulla 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. Sulla base di tali driver, Saipem punta a ricostruire un portafoglio ordini robusto e a maggiore redditività anche grazie alla nuova strategia commerciale di selezione delle nuove acquisizioni.



## Evoluzione prevedibile della gestione

L'outlook 2013 è caratterizzato dai rischi e dalle incertezze che gravano sulla ripresa economica mondiale a causa in particolare della prolungata fase recessiva dell'eurozona. Il prezzo del petrolio è sostenuto dai rischi geopolitici in un quadro di leggero indebolimento dei fondamentali a causa di un surplus globale di offerta. 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 in contrazione a causa della stagnazione economica; i margini unitari sono esposti alla pressione competitiva in un quadro di estrema volatilità. In tale scenario, il recupero di redditività nei settori Gas & Power, Refining & Marketing e da Versalis dipenderà principalmente dalle azioni del management di miglioramento della posizione di costo e di efficienza.

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

- **produzione di idrocarburi:** il livello produttivo su base annua è previsto sostanzialmente in linea rispetto al consuntivo 2012, ipotizzando il perdurare degli eventi straordinari in Nigeria che hanno caratterizzato il primo semestre 2013. L'avvio di importanti progetti, tra cui quelli in Algeria, Angola e Kazakistan, e l'entrata a regime di campi avviati nel 2012, più che compensano questi fenomeni, il declino delle produzioni mature e l'impatto dei disinvestimenti 2012;
- **vendite di gas:** sono previste in flessione rispetto al 2012 (95,39 miliardi di metri cubi il dato consuntivo 2012; includono le vendite consolidate e la quota Eni delle joint venture) per effetto principalmente delle minori vendite al PSV grazie alla flessibilità ottenuta dalle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento long-term e della cessione di Galp;
- **lavorazioni in conto proprio:** sono previste in flessione rispet-

to al 2012 (30,01 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2012) a causa dello scenario negativo e della fermata programmata di Venezia per la sua riconversione in Green Refinery, i cui effetti saranno attenuati dall'entrata in esercizio del nuovo impianto di conversione a tecnologia EST presso la Raffineria di Sannazzaro;

- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste in flessione rispetto al 2012 (10,87 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2012) a causa della contrazione della domanda nazionale di carburanti, della pressione competitiva e scontando l'effetto della campagna commerciale "riparti con eni" dell'estate 2012. La riduzione prevista in Italia sarà parzialmente compensata dall'incremento delle vendite atteso nel resto d'Europa;
- **Ingegneria & Costruzioni:** il settore prevede di chiudere il 2013 con una sensibile contrazione del risultato.

Nel 2013 il management prevede un livello di spending per gli investimenti sostanzialmente 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 Sub-Sahariana, Africa Settentrionale, Norvegia, Stati Uniti, Iraq, Kazakistan, Venezuela, i progetti esplorativi in Africa Sub-Sahariana, Norvegia, Egitto, Stati Uniti e temi emergenti/nuove aree, e iniziative di ottimizzazione e crescita selettiva negli altri settori 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 104 \$/barile, è previsto in leggero miglioramento rispetto al livello di fine 2012 per effetto della gestione industriale e di portafoglio.



## Altre informazioni

### Procedimenti Consob

In seguito all'emissione da parte di Saipem SpA del Comunicato Stampa del 29 gennaio 2013, con il quale sono state riviste le previsioni di utile per l'esercizio 2012 e l'outlook 2013, Consob ha inviato a Saipem SpA una comunicazione, in data 31 gennaio 2013, con la quale ha richiesto a Saipem SpA di ricostruire il processo di valutazione e le considerazioni che hanno portato alla decisione di emettere il citato Comunicato Stampa, di descrivere gli elementi informativi utilizzati per la revisione delle stime dei risultati economici per gli esercizi 2012 e 2013 e dell'outlook per l'esercizio 2014. Con lettera del 1° febbraio 2013, Consob ha dato avvio a verifica ispettiva nei confronti di Saipem ai sensi dell'articolo 187-oc-ties, comma 3 del D.Lgs. n. 58 del 24/2/1998, al fine di acquisire atti, documenti e informazioni in merito al processo di formazione del citato Comunicato Stampa e alla gestione delle informazioni privilegiate. Successivamente, con comunicazioni dell'8 febbraio e del 25 febbraio 2013, ulteriori informazioni sono state richieste da Consob a Saipem con riferimento, tra l'altro, agli scostamenti tra l'ultimo piano industriale approvato anteriormente al 29 gennaio 2013 e il nuovo piano industriale 2013-2016. Saipem SpA ha risposto alle comunicazioni menzionate, fornendo la documentazione e le informazioni richieste. In seguito all'emissione da parte di Saipem SpA del Comunicato Stampa del 14 giugno 2013, con il quale è stata ulteriormente rivista la guidance di utile operativo e di utile netto per il 2013, Consob in data 19 giugno 2013 ha richiesto elementi informativi circa: i) i rapporti negoziali con Sonatrach da gennaio 2013; ii) le commesse per le quali sono state riviste le stime di redditività e i motivi di tali revisioni di stima. Saipem ha risposto a tale richiesta in data 1° luglio 2013.

Il 19 luglio 2013 Consob ha comunicato a Saipem l'avvio di un procedimento finalizzato alla verifica di asseriti profili di non conformità dei Bilanci di Esercizio e consolidato 2012 ai principi contabili internazionali e in particolare allo "IAS 11 - Commesse a lungo termine".

In particolare la comunicazione Consob si riferisce ai dati contabili di otto progetti di cui sette in corso di esecuzione al 31 dicembre 2012. Per cinque degli otto progetti, Consob ipotizza la competenza 2012 della revisione di stima di circa €500 milioni annunciata da Saipem con il profit warning del 24 giugno e rilevata contabilmente nel primo semestre 2013 con la relazione finanziaria semestrale. Corrispondente rilevazione contabile ha effettuato Eni nella propria relazione semestrale.

Per i rimanenti tre progetti Consob ipotizza un incremento dei costi/perdite di competenza 2012, non stanziati da Saipem nel 2012 nell'ordine di €130 milioni. Saipem non ritiene sussistano le condizioni per rilevare tale incremento né al 31 dicembre 2012, né al 30 giugno 2013.

Saipem, sulla base delle proprie valutazioni ha confermato le

valutazioni di Bilancio fatte al 31 dicembre 2012 e il 30 luglio 2013 ha approvato la Relazione semestrale senza operare modifiche ai saldi patrimoniali al 1° gennaio 2013.

Saipem esporrà a Consob nei termini consentiti le proprie controdeduzioni alle formulate ipotesi di possibile non conformità ai principi contabili dei Bilanci di Esercizio e consolidato al 31 dicembre 2012.

Qualora Consob non condividesse le controdeduzioni potrebbe richiedere a Saipem una rettifica dell'informativa finanziaria ovvero impugnare i bilanci della società davanti all'Autorità giudiziaria.

### Rapporti con le parti correlate

Le operazioni compiute nell'esercizio da Eni e dalle imprese incluse nell'area di consolidamento con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le proprie imprese controllate, con le imprese a controllo congiunto e con le imprese collegate, nonché lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società possedute o controllate dallo Stato. Questi rapporti rientrano nell'ordinaria gestione dell'impresa e sono regolati generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse delle imprese del Gruppo.

Ai sensi delle disposizioni della normativa applicabile, la Società ha adottato procedure interne per assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate, realizzate dalla Società stessa o dalle sue società controllate.

Gli amministratori e sindaci rilasciano, semestralmente e/o in caso di variazioni, una dichiarazione in cui sono rappresentati i potenziali interessi di ciascuno in rapporto alla Società e al Gruppo e in ogni caso segnalano per tempo all'Amministratore Delegato (o al Presidente, in caso di interessi dell'Amministratore Delegato), il quale ne dà notizia agli altri amministratori e al Collegio Sindacale, le singole operazioni che la Società intende compiere, nelle quali sono portatori di interessi.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate, la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti, nonché l'incidenza di tali rapporti e operazioni sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari, sono evidenziati nella nota 42 al Bilancio Consolidato e 41 del bilancio di esercizio. Le società sottoposte a direzione e coordinamento di Eni ex art. 2497 e ss. del Codice Civile indicano, nel paragrafo "Rapporti con il soggetto dominante e con le imprese soggette alla sua attività di direzione e coordinamento", l'effetto, le motiva-

zioni nonché le ragioni e gli interessi oggetto di valutazione in sede di assunzione di decisioni aziendali influenzate dal soggetto che esercita attività di direzione e coordinamento.

Inoltre, in presenza di operazioni atipiche e/o inusuali<sup>1</sup> è fornita la descrizione delle operazioni nonché degli effetti prodotti sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'impresa e, nel caso di operazioni infragruppo e di operazioni con parti correlate, l'indicazione dell'interesse della società al compimento dell'operazione.

**Art. 36 del Regolamento Mercati Consob (adottato con Delibera Consob n. 16191/2007 e successive modifiche): condizioni per la quotazione in borsa di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea**

In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite

e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del Bilancio Consolidato, si segnala che:

- alla data del 30 giugno 2013 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc. NAOC - Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Burren Energy (Congo) Ltd, Eni Finance USA Inc. Eni Trading & Shipping Inc. ed Eni Canada Holding Ltd;
- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

**Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre**

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

[1] Secondo le disposizioni Consob (comunicazione n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006), "Per operazioni atipiche e/o inusuali si intendono quelle operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento (prossimità alla chiusura dell'esercizio) possono dare luogo a dubbi in ordine: alla correttezza/completezza dell'informazione in bilancio, al conflitto d'interesse, alla salvaguardia del patrimonio aziendale, alla tutela degli azionisti di minoranza."



## Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito internet di Eni all'indirizzo **eni.com**. Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

### Termini finanziari

- **Dividend yield** Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi maturati, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio. Generalmente le società tendono a mantenere un livello costante di dividend yield, essendo l'indicatore confrontato dagli azionisti con il rendimento di altri titoli e/o tipologie di investimento (es. obbligazioni).
- **Leverage** Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.
- **ROACE** Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.
- **Coverage** Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra utile operativo e gli oneri finanziari netti.
- **Current ratio** Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.
- **Debt coverage** Misura chiave utilizzata dalle società di rating per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.
- **Profit per boe** Esprime la redditività per ogni barile di petrolio e gas naturale prodotto ed è calcolato come rapporto tra il risultato delle attività oil&gas (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932) e i volumi venduti.
- **Opex per boe** Indica l'efficienza della gestione operativa nell'attività upstream di sviluppo ed è calcolato come rapporto tra i costi operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932) e i volumi prodotti.
- **Cash flow per boe** Indica la capacità dell'impresa di generare cassa attraverso la produzione di idrocarburi, escludendo poste non monetarie. Rappresenta il rapporto tra il risultato delle attività oil&gas al netto di ammortamenti, svalutazioni e spese di esplorazione (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932), e i volumi di petrolio e gas naturale prodotti.
- **Finding & Development cost per boe** Rappresenta il costo di esplorazione e di sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, a estensioni e nuove scoperte e a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932).

### Attività operative

- **Acque profonde** Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.
- **Barile** Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.
- **Boe (Barrel of Oil Equivalent)** Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00643.
- **Carbon Capture and Storage (CCS)** Tecnica di cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub> mediante un procedimento integrato che prevede la cattura della CO<sub>2</sub> prodotta da grandi impianti di combustione, dagli impianti di generazione elettrica, ma anche da sorgenti industriali o da giacimenti di gas naturale; il trasporto, in genere via pipeline, al sito di stoccaggio e, infine, la sequestrazione in siti geologici su terraferma o sotto il fondale marino.
- **Codice di rete** Codice contenente regole e modalità per l'accesso, la gestione e il funzionamento della rete gasdotti.
- **Condensati** Idrocarburi leggeri prodotti con il gas, che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali per gli impianti produttivi di superficie.
- **Contratti di concessione** Tipologia contrattuale vigente prevalentemente nei Paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo, a fronte del pagamento allo Stato di royalty sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.
- **Conversione** Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassifica-

zione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio, esprime il “grado di conversione della raffineria”; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile e offre maggiori prospettive di redditività.

- **Elastomeri (o Gomme)** Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).
- **Emissioni di NMVOC (Non Methane Volatile Organic Compounds)** Emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti (es. mercaptani) e idrocarburi ossigenati (es. MTBE), che evaporano a temperatura ambiente. È incluso il GPL ed escluso il metano. Le principali sorgenti sono le emissioni fuggitive dai serbatoi e dalla rete di condutture degli stabilimenti e dei depositi, la rete di distribuzione di proprietà, la combustione in torcia (spesso incompleta), il venting, ecc.
- **Emissioni di NO<sub>x</sub> (ossidi di azoto)** Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO<sub>x</sub> da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO e NO<sub>2</sub>, mentre sono escluse le emissioni di N<sub>2</sub>O.
- **Emissioni di SO<sub>x</sub> (ossidi di zolfo)** Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO<sub>2</sub> e SO<sub>3</sub>. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H<sub>2</sub>S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC, ecc.
- **EPC (Engineering, Procurement, Construction)** Contratto tipico del settore delle costruzioni terra, avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di “contratto chiavi in mano” quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento o avviato.
- **EPIC (Engineering, Procurement, Installation, Commissioning)** Contratto tipico del settore delle costruzioni offshore, avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso (quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una FPSO) nel quale la società fornitrice del servizio (global or main contractor, normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e le attività preparatorie per l'avvio degli impianti (commissioning).
- **Esplorazione** Esplorazione di olio e gas naturale che include le seguenti attività: studi geologici e geofisici, raccolta ed analisi di dati sismici e perforazione di pozzi.
- **Extrarete** Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.
- **FPSO vessel** Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (Floating Production, Storage and Offloading), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (riser) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.
- **Green House Gases (GHG)** Gas presenti in atmosfera che, trasparenti alla radiazione solare in entrata sulla terra, riescono a trattenere, in maniera consistente, la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre, dall'atmosfera e dalle nuvole. I sei principali gas serra contemplati dal protocollo di Kyoto sono anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), protossido di azoto (N<sub>2</sub>O), idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC) e esafluoruro di zolfo (SF<sub>6</sub>). I GHG assorbono ed emettono a specifiche lunghezze d'onda nello spettro della radiazione infrarossa. Questa loro proprietà causa il fenomeno noto come effetto serra, causa del surriscaldamento del pianeta.
- **GNL** Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.
- **GPL** Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.
- **NGL** Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come “gasolina naturale” (natural gasoline) o condensati di impianto.
- **Offshore/onshore** Il termine offshore indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; onshore è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.
- **Oil spill** Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).
- **Olefine (o Alcheni)** Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.
- **Over/under lifting** Gli accordi stipulati tra i partner regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile

- nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.
- **Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili)** Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.
  - **Pozzi di infilling (Infittimento)** Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.
  - **Production Sharing Agreement (PSA)** Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.
  - **Recupero assistito** Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.
  - **Ricerca esplorativa** Ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende analisi topografiche, studi geologici e geofisici, rilievi e analisi sismiche e perforazione di pozzi.
  - **Riserve** Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, ad una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi e il finanziamento del progetto, devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.
  - **Riserve certe** Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.
  - **Riserve probabili** Riserve aggiuntive che hanno minore certezza di essere recuperate rispetto alle riserve certe, ma che insieme alle riserve certe hanno la stessa probabilità di essere recuperate o di non esserlo.
  - **Riserve possibili** Riserve aggiuntive che hanno minore certezza di essere recuperate rispetto alle riserve probabili; il recupero finale ha una bassa probabilità di superare l'insieme delle riserve certe, probabili e possibili.
  - **Risorse contingent** Sono le quantità di idrocarburi stimate a una certa data, potenzialmente recuperabili da giacimenti noti attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo, ma che non sono considerate commercialmente recuperabili in seguito a una o più contingency.
  - **Ship-or-pay** Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.
  - **Stoccaggio di modulazione** Finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento orario, giornaliero e stagionale della domanda.
  - **Stoccaggio minerario** Necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano.
  - **Stoccaggio strategico** Finalizzato a sopperire la mancanza o riduzione degli approvvigionamenti da importazioni extra UE o di crisi del sistema del gas.
  - **Sviluppo** Attività di perforazione e di altro tipo a valle della ricerca esplorativa, finalizzata alla produzione di petrolio e gas.
  - **Swap** Nel settore del gas il termine swap si riferisce a uno scambio di forniture tra i diversi operatori, generalmente mirato a ottimizzare i costi di trasporto e i rispettivi impegni di acquisto e di fornitura.
  - **Take-or-pay** Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.
  - **Upstream/downstream** Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.
  - **Vita media residua delle riserve** Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.
  - **Work-over** Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

Bilancio Consolidato Semestrale Abbreviato 2013

---



# Stato patrimoniale

[€ milioni]	Note	31.12.2012		30.06.2013	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
<b>ATTIVITÀ</b>					
<b>Attività correnti</b>					
Disponibilità liquide ed equivalenti		7.765		7.850	
Altre attività finanziarie disponibili per la vendita	(4)	235		213	
Crediti commerciali e altri crediti	(5)	28.747	2.714	28.679	1.873
Rimanenze	(6)	8.496		8.035	
Attività per imposte sul reddito correnti		771		758	
Attività per altre imposte correnti		1.230		1.045	
Altre attività correnti	(7)	1.624	8	1.391	61
		<b>48.868</b>		<b>47.971</b>	
<b>Attività non correnti</b>					
Immobili, impianti e macchinari	(8)	63.466		64.441	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo		2.538		2.359	
Attività immateriali	(9)	4.487		4.533	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(10)	4.262		4.518	
Altre partecipazioni	(10)	5.085		2.819	
Altre attività finanziarie	(11)	1.229	642	1.132	591
Attività per imposte anticipate	(12)	5.027		5.485	
Altre attività non correnti	(13)	4.400	43	3.841	41
		<b>90.494</b>		<b>89.128</b>	
<b>Attività destinate alla vendita</b>	(22)	<b>516</b>		<b>486</b>	
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>		<b>139.878</b>		<b>137.585</b>	
<b>PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>					
<b>Passività correnti</b>					
Passività finanziarie a breve termine	(14)	2.223	403	2.904	534
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(18)	2.961		2.827	
Debiti commerciali e altri debiti	(15)	23.581	1.616	22.343	1.641
Passività per imposte sul reddito correnti	(16)	1.622		1.066	
Passività per altre imposte correnti		2.162		2.860	
Altre passività correnti	(17)	1.437	6	1.221	13
		<b>33.986</b>		<b>33.221</b>	
<b>Passività non correnti</b>					
Passività finanziarie a lungo termine	(18)	19.279		18.844	
Fondi per rischi e oneri	(19)	13.603		13.180	
Fondi per benefici ai dipendenti		1.374		1.400	
Passività per imposte differite	(20)	6.740		6.775	
Altre passività non correnti	(21)	1.977	16	1.941	21
		<b>42.973</b>		<b>42.140</b>	
<b>Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita</b>	(22)	<b>361</b>		<b>379</b>	
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>		<b>77.320</b>		<b>75.740</b>	
<b>PATRIMONIO NETTO</b>					
<b>Interessenze di terzi</b>		<b>3.498</b>		<b>2.868</b>	
<b>Patrimonio netto di Eni</b>					
Capitale sociale		4.005		4.005	
Riserve cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(16)			(15)	
Altre riserve		49.438		53.370	
Azioni proprie	(201)			(201)	
Acconto sul dividendo	(1.956)				
Utile netto del periodo		7.790		1.818	
<b>Totale patrimonio netto di Eni</b>		<b>59.060</b>		<b>58.977</b>	
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>		<b>62.558</b>		<b>61.845</b>	
<b>TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>		<b>139.878</b>		<b>137.585</b>	



# Conto economico

(€ milioni)	Note	I semestre 2012		I semestre 2013	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
<b>RICAVI</b>					
Ricavi della gestione caratteristica	(26)	63.203	1.835	59.276	1.992
Altri ricavi e proventi		751	26	370	10
<b>Totale ricavi</b>		<b>63.954</b>		<b>59.646</b>	
<b>COSTI OPERATIVI</b>					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(27)	46.249	2.996	47.149	4.177
Costo lavoro		2.252	11	2.567	7
<b>ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI</b>		<b>(372)</b>	<b>8</b>	<b>(10)</b>	<b>10</b>
<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI</b>		<b>5.741</b>		<b>4.627</b>	
<b>UTILE OPERATIVO</b>		<b>9.340</b>		<b>5.293</b>	
<b>PROVENTI (ONERI) FINANZIARI</b>					
Proventi finanziari	(28)	6.210	22	3.227	27
Oneri finanziari		(6.651)	(2)	(3.809)	(56)
Strumenti finanziari derivati		(200)		(19)	
		<b>(641)</b>		<b>(601)</b>	
<b>PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI</b>					
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(29)	342		203	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		1.052		471	
		<b>1.394</b>		<b>674</b>	
<b>UTILE ANTE IMPOSTE</b>					
Imposte sul reddito	(30)	(6.054)		(3.928)	
<b>Utile netto del periodo - Continuing operations</b>		<b>4.039</b>		<b>1.438</b>	
<b>Utile netto del periodo - Discontinued operations</b>		<b>259</b>	<b>127</b>		
<b>Utile netto del periodo</b>		<b>4.298</b>		<b>1.438</b>	
<b>Di competenza Eni</b>					
- continuing operations		3.700		1.818	
- discontinued operations		144			
		<b>3.844</b>		<b>1.818</b>	
<b>Interessenze di terzi</b>					
- continuing operations		339		(380)	
- discontinued operations		115			
		<b>454</b>		<b>(380)</b>	
<b>Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni</b> (ammontari in € per azione)					
	(31)				
- semplice		1,06		0,50	
- diluito		1,06		0,50	
<b>Utile per azione sull'utile netto - Continuing operations di competenza degli azionisti Eni</b> (ammontari in € per azione)					
	(31)				
- semplice		1,02		0,50	
- diluito		1,02		0,50	

## Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)	Note	I semestre 2012	I semestre 2013
<b>Utile netto del periodo</b>		<b>4.298</b>	<b>1.438</b>
<b>Altre componenti dell'utile complessivo</b>			
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>			
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		1.147	156
Variazione fair value di partecipazioni al netto dei rigiri	(23)		(100)
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita	(23)	8	(2)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(23)	(25)	3
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(23)	8	2
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	(23)	8	
<b>Totale altre componenti dell'utile complessivo</b>		<b>1.146</b>	<b>59</b>
<b>Totale utile complessivo del periodo</b>		<b>5.444</b>	<b>1.497</b>
<b>Di competenza</b>			
- azionisti Eni		4.962	1.889
- interessenze di terzi		482	(392)
		<b>5.444</b>	<b>1.497</b>

# Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni															
(€ milioni)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile netto del periodo	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
<b>Saldi al 31 dicembre 2011</b>		<b>4.005</b>	<b>959</b>	<b>6.753</b>	<b>49</b>	<b>(8)</b>	<b>1.421</b>	<b>1.539</b>	<b>(6.753)</b>	<b>42.531</b>	<b>(1.884)</b>	<b>6.860</b>	<b>55.472</b>	<b>4.921</b>	<b>60.393</b>
Modifiche dei criteri contabili (IAS 19)										(52)			(52)	(9)	(61)
<b>Saldi al 1 gennaio 2012</b>		<b>4.005</b>	<b>959</b>	<b>6.753</b>	<b>49</b>	<b>(8)</b>	<b>1.421</b>	<b>1.539</b>	<b>(6.753)</b>	<b>42.479</b>	<b>(1.884)</b>	<b>6.860</b>	<b>55.420</b>	<b>4.912</b>	<b>60.332</b>
<b>Utile del primo semestre 2012</b>												<b>3.844</b>	<b>3.844</b>	<b>454</b>	<b>4.298</b>
<b>Altre componenti dell'utile complessivo</b>															
<b>Componenti riclassificabili a conto economico</b>															
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro								1.120					1.120	27	1.147
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale						7							7		7
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					(16)								(16)		(16)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto							7						7	1	8
					(16)	7	7	1.120					1.118	28	1.146
<b>Utile complessivo del periodo</b>					(16)	7	7	1.120				3.844	4.962	482	5.444
<b>Operazioni con gli azionisti</b>															
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,52 per azione a saldo dell'acconto 2011 di €0,52 per azione)										1.884	(3.768)	(1.884)			(1.884)
Attribuzione del dividendo di altre società														(391)	(391)
Destinazione utile residuo 2011									3.092		(3.092)				
Acquisto di interessenze di terzi relative ad Altagaz SA							(4)						(4)	2	(2)
Azioni proprie cedute da Eni a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti				(1)					1	1			1		1
Azioni proprie cedute da Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti							6						6	16	22
				(1)			2		1	3.093	1.884	(6.860)	(1.881)	(373)	(2.254)
<b>Altri movimenti di patrimonio netto</b>															
Altre variazioni							(2)			(6)			(8)		(8)
							(2)			(6)			(8)		(8)
<b>Saldi al 30 giugno 2012</b>		<b>4.005</b>	<b>959</b>	<b>6.752</b>	<b>33</b>	<b>(1)</b>	<b>1.428</b>	<b>2.659</b>	<b>(6.752)</b>	<b>45.566</b>		<b>3.844</b>	<b>58.493</b>	<b>5.021</b>	<b>63.514</b>

## segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

## Patrimonio netto di Eni

(€ milioni)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile netto del periodo	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
<b>Saldi al 30 giugno 2012</b>		<b>4.005</b>	<b>959</b>	<b>6.752</b>	<b>33</b>	<b>(1)</b>	<b>1.428</b>	<b>2.659</b>	<b>(6.752)</b>	<b>45.566</b>		<b>3.844</b>	<b>58.493</b>	<b>5.021</b>	<b>63.514</b>
<b>Utile del secondo semestre 2012</b>												<b>3.946</b>	<b>3.946</b>	<b>432</b>	<b>4.378</b>
<b>Altre componenti dell'utile complessivo</b>															
<b>Componenti non riclassificabili a conto economico</b>															
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale							(87)					(87)	(10)	(97)	
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti al netto dell'effetto fiscale							(1)					(1)	2	1	
							<b>(88)</b>					<b>(88)</b>	<b>(8)</b>	<b>(96)</b>	
<b>Componenti riclassificabili a conto economico</b>															
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro								(1.717)	(104)			(1.821)	(44)	(1.865)	
Variazione fair value di partecipazioni al netto dell'effetto fiscale					138							138		138	
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale						7						7		7	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					(49)							(49)		(49)	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto							1					1	(2)	(1)	
					<b>(49)</b>	<b>145</b>	<b>1</b>	<b>(1.717)</b>	<b>(104)</b>			<b>(1.724)</b>	<b>(46)</b>	<b>(1.770)</b>	
<b>Utile complessivo del periodo</b>					<b>(49)</b>	<b>145</b>	<b>(87)</b>	<b>(1.717)</b>	<b>(104)</b>			<b>3.946</b>	<b>2.134</b>	<b>378</b>	<b>2.512</b>
<b>Operazioni con gli azionisti</b>															
Acconto sul dividendo (€0,54 per azione)											(1.956)	(1.956)		(1.956)	
Attribuzione del dividendo di altre società													(295)	(295)	
Effetti relativi alla cessione di Snam SpA									371			371	(1.602)	(1.231)	
Acquisto di interessenze di terzi relative ad Altergaz SA e Tigáz Zrt													(5)	(5)	
Azioni proprie cedute da Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti							1					1	6	7	
							<b>1</b>			<b>371</b>	<b>(1.956)</b>	<b>(1.584)</b>	<b>(1.896)</b>	<b>(3.480)</b>	
<b>Altri movimenti di patrimonio netto</b>															
Annullamento azioni proprie				(6.551)					6.551						
Ricostituzione riserva azioni proprie				6.000					(6.000)						
Diritti decaduti stock option									(7)			(7)		(7)	
Altre variazioni						(1.138)			1.162			24	(5)	19	
				<b>(551)</b>		<b>(1.138)</b>			<b>6.551</b>	<b>(4.845)</b>		<b>17</b>	<b>(5)</b>	<b>12</b>	
<b>Saldi al 31 dicembre 2012</b>	(23)	<b>4.005</b>	<b>959</b>	<b>6.201</b>	<b>(16)</b>	<b>144</b>	<b>204</b>	<b>942</b>	<b>(201)</b>	<b>40.988</b>	<b>(1.956)</b>	<b>7.790</b>	<b>59.060</b>	<b>3.498</b>	<b>62.558</b>

## segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni															
(€ milioni)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile netto del periodo	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
<b>Saldi al 31 dicembre 2012</b>	(23)	<b>4.005</b>	<b>959</b>	<b>6.201</b>	<b>(16)</b>	<b>144</b>	<b>204</b>	<b>942</b>	<b>(201)</b>	<b>40.988</b>	<b>(1.956)</b>	<b>7.790</b>	<b>59.060</b>	<b>3.498</b>	<b>62.558</b>
<b>Utile del primo semestre 2013</b>												<b>1.818</b>	<b>1.818</b>	<b>(380)</b>	<b>1.438</b>
<b>Altre componenti dell'utile complessivo</b>															
<b>Componenti riclassificabili a conto economico</b>															
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro								153		15			168	(12)	156
Variazione fair value di partecipazioni al netto dei rigiri e dell'effetto fiscale	(23)					(98)							(98)		(98)
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(23)												(2)		(2)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(23)				1								1		1
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(23)						2						2		2
					<b>1</b>	<b>(100)</b>	<b>2</b>	<b>153</b>		<b>15</b>			<b>71</b>	<b>(12)</b>	<b>59</b>
<b>Utile complessivo del periodo</b>					<b>1</b>	<b>(100)</b>	<b>2</b>	<b>153</b>		<b>15</b>		<b>1.818</b>	<b>1.889</b>	<b>(392)</b>	<b>1.497</b>
<b>Operazioni con gli azionisti</b>															
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,54 per azione a saldo dell'acconto 2012 di €0,54 per azione)										(829)	1.956	(3.083)	(1.956)		(1.956)
Attribuzione del dividendo di altre società														(214)	(214)
Destinazione utile residuo 2012										4.707		(4.707)			
Acquisto di interessenze di terzi relative ad Tígáz Zrt							5						5	(31)	(26)
							<b>5</b>			<b>3.878</b>	<b>1.956</b>	<b>(7.790)</b>	<b>(1.951)</b>	<b>(245)</b>	<b>(2.196)</b>
<b>Altri movimenti di patrimonio netto</b>															
Esclusione dall'area di consolidamento di Distribuidora de Gas Cuyana SA e Inversora de Gas Cuyana SA per perdita del controllo														(14)	(14)
Eliminazione di utili infragruppo tra società con diversa interessenza di Gruppo										(23)			(23)	23	
Altre variazioni										2			2	(2)	
										<b>(21)</b>			<b>(21)</b>	<b>7</b>	<b>(14)</b>
<b>Saldi al 30 giugno 2013</b>	(23)	<b>4.005</b>	<b>959</b>	<b>6.201</b>	<b>(15)</b>	<b>44</b>	<b>211</b>	<b>1.095</b>	<b>(201)</b>	<b>44.860</b>		<b>1.818</b>	<b>58.977</b>	<b>2.868</b>	<b>61.845</b>

# Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	I semestre 2012	I semestre 2013
Utile netto del periodo - Continuing operations		4.039	1.438
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operative:			
Ammortamenti	(27)	4.577	4.539
Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	(27)	1.164	88
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(29)	(342)	(203)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(370)	(168)
Dividendi	(29)	(156)	(306)
Interessi attivi		(48)	(67)
Interessi passivi		420	371
Imposte sul reddito	(30)	6.054	3.928
Altre variazioni		(898)	175
Variazioni del capitale di esercizio:			
- rimanenze		(621)	660
- crediti commerciali		605	(382)
- debiti commerciali		(1.098)	(1.812)
- fondi per rischi e oneri		331	(298)
- altre attività e passività		490	1.809
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(293)	(23)
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		14	15
Dividendi incassati		474	409
Interessi incassati		25	58
Interessi pagati		(542)	(693)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(5.778)	(4.809)
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations</b>		<b>8.340</b>	<b>4.752</b>
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations</b>		<b>82</b>	
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>		<b>8.422</b>	<b>4.752</b>
<b>- di cui verso parti correlate</b>	(33)	<b>(712)</b>	<b>(1.648)</b>
Investimenti:			
- attività materiali	(8)	(5.086)	(4.886)
- attività immateriali	(9)	(1.054)	(1.045)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda		(178)	(28)
- partecipazioni	(10)	(128)	(148)
- titoli			(18)
- crediti finanziari		(608)	(524)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		(305)	139
Flusso di cassa degli investimenti		(7.359)	(6.510)
Disinvestimenti:			
- attività materiali		727	186
- attività immateriali		30	4
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		(2)	
- partecipazioni		19	2.275
- titoli		32	27
- crediti finanziari		332	1.315
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		(361)	51
Flusso di cassa dei disinvestimenti		777	3.858
<b>Flusso di cassa netto da attività di investimento</b>		<b>(6.582)</b>	<b>(2.652)</b>
<b>- di cui verso parti correlate</b>	(33)	<b>(666)</b>	<b>326</b>

segue **Rendiconto finanziario**

(€ milioni)	Note	I semestre 2012	I semestre 2013
Assunzione di debiti finanziari non correnti		4.812	2.594
Rimborsi di debiti finanziari non correnti		(681)	(3.253)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti		(554)	870
		<b>3.577</b>	<b>211</b>
Cessione netta di azioni proprie diverse dalla controllante		22	
Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate		(4)	(25)
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(1.884)	(1.956)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(414)	(211)
<b>Flusso di cassa netto da attività di finanziamento</b>		<b>1.297</b>	<b>(1.981)</b>
<b>- di cui verso parti correlate</b>	(33)	<b>17</b>	<b>128</b>
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(6)	(15)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		9	(19)
<b>Flusso di cassa netto del periodo</b>		<b>3.140</b>	<b>85</b>
<b>Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo</b>		<b>1.500</b>	<b>7.765</b>
<b>Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo</b>		<b>4.640</b>	<b>7.850</b>

## Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato

### 1 Criteri di redazione

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato è redatto secondo le disposizioni dello IAS 34 "Bilanci intermedi". Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nella relazione finanziaria annuale, fatta eccezione per il prospetto dell'utile complessivo all'interno del quale, ai sensi delle nuove disposizioni dello IAS 1 "Presentazione del bilancio", le componenti dell'utile complessivo sono raggruppate sulla base della possibilità di una loro riclassifica a conto economico secondo quanto disposto dagli IFRS di riferimento (cd reclassification adjustments).

Nel bilancio consolidato semestrale abbreviato sono applicati gli stessi principi di consolidamento e gli stessi criteri di valutazione illustrati in sede di redazione della relazione finanziaria annuale, a cui si fa rinvio, fatta eccezione per i principi contabili internazionali entrati in vigore a partire dal 1° gennaio 2013 illustrati nella sezione della Relazione Finanziaria Annuale 2012 "Principi contabili di recente emanazione". In particolare, con il Regolamento 475/2012 emesso dalla Commissione Europea in data 5 giugno 2012 è stata omologata la nuova versione dello IAS 19 "Benefici per i dipendenti" (di seguito IAS 19) che prevede, tra l'altro: (i) l'obbligo di rilevare gli utili e le perdite attuariali relativi a piani a benefici definiti nel prospetto dell'utile complessivo, eliminando la possibilità di adottare il cd metodo del corridoio. Gli utili e le perdite attuariali rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico; e (ii) la rappresentazione nel cd "net interest" della componente di rendimento delle attività al servizio del piano e del costo per interessi da rilevare a conto economico. Il "net interest" è determinato applicando alle passività, al netto delle attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività. Il "net interest" dei piani a benefici definiti è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari". Le nuove disposizioni dello IAS 19 sono applicate con effetto retroattivo rettificando i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2012 e i dati economici del 2012. Nel bilancio consolidato semestrale abbreviato, l'applicazione delle nuove disposizioni dello IAS 19 ha comportato rispettivamente, al lordo e al netto dell'effetto fiscale: (i) una riduzione del patrimonio netto al 1° gennaio 2012 di €123 milioni e €61 milioni; (ii) una riduzione del patrimonio netto al 31 dicembre 2012 di €269 milioni e €155 milioni, di cui €149 milioni e €96 milioni relativi agli utili e alle perdite attuariali 2012 rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo. L'effetto sul risultato economico del primo semestre 2012 è trascurabile. La rappresentazione del "net interest" dei piani a benefici definiti tra i "Proventi (oneri) finanziari", in luogo della precedente rappresentazione come componente del costo lavoro, ha determinato una variazione positiva dell'utile operativo del primo semestre 2012 di €23 milioni.

Inoltre, a partire dal 1° gennaio 2013 è entrato in vigore l'IFRS 13 "Valutazione del fair value" (omologato dalla Commissione Europea con Regolamento n. 1255/2012 del 11 dicembre 2012) che definisce un framework unico per le valutazioni al fair value, richieste o consentite da parte di altri IFRS e per l'informativa di bilancio. In particolare, il fair value è definito come il prezzo da ricevere per la vendita di un'attività (da pagare per il trasferimento di una passività) nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato alla data della valutazione. L'applicazione delle disposizioni dell'IFRS 13 non ha prodotto effetti significativi. Le note al bilancio sono presentate in forma sintetica.

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della posizione di imponibile fiscale esistente alla data di chiusura del periodo. I debiti e i crediti tributari per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore

che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura del periodo e le aliquote stimate su base annua.

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le imprese controllate congiuntamente con altri soci, le imprese collegate nonché le altre partecipazioni rilevanti la cui informativa è prevista a norma dell'articolo 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni sono distintamente indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 30 giugno 2013" che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nel periodo. Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2013, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 31 luglio 2013 è sottoposto a revisione contabile limitata da parte della Reconta Ernst & Young SpA.

La revisione contabile limitata comporta un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione.

I valori delle voci di bilancio e delle relative note, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

### 2 Utilizzo di stime contabili

Con riferimento alla descrizione dell'utilizzo di stime contabili si fa rinvio a quanto indicato nella relazione finanziaria annuale.

### 3 Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione, oltre a quanto indicato nella relazione finanziaria annuale a cui si rinvia, sono di seguito riportate le principali pronunce dello IASB e dell'IFRIC non ancora omologate dalla Commissione Europea.

In data 20 maggio 2013, l'IFRIC ha emesso l'interpretazione IFRIC 21 "Levies" (di seguito IFRIC 21), che definisce il trattamento contabile dei pagamenti richiesti dalle autorità pubbliche (es. contributi da versare per operare in un determinato mercato), diversi dalle imposte sul reddito, dalle multe, dalle penali. L'IFRIC 21 indica i criteri per la rilevazione della passività, stabilendo che l'evento vincolante che dà origine all'obbligazione, e pertanto a rilevazione della liability, è rappresentato dallo svolgimento dell'attività d'impresa che, ai sensi della normativa applicabile, comporta il pagamento. Le disposizioni dell'IFRIC 21 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2014.

In data 29 maggio 2013, lo IASB ha emesso la modifica allo IAS 36 "Recoverable amount disclosures for non-financial assets", che integra le disclosures da fornire prevedendo: (i) l'indicazione del valore recuperabile dei singoli assets o cash-generating unit oggetto di svalutazione/ripristino di valore; e (ii) una integrazione delle informazioni da fornire nei casi in cui il valore recuperabile sia determinato sulla base del fair value al netto dei costi di dismissione. La modifica allo IAS 36 è applicabile a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2014.

In data 27 giugno 2013, lo IASB ha emesso la modifica allo IAS 39 "Novation of derivatives and continuation of hedge accounting", in base alla quale non rappresenta un evento che comporta la cessazione della contabilizzazione in hedge accounting la novazione di un contratto derivato, effettuata a seguito di disposizioni normative o regolamentari, che implichi la sostituzione della controparte originaria con una controparte centrale. La modifica allo IAS 39 è applicabile a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2014. Allo stato, Eni sta analizzando i principi e le interpretazioni indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.



## Attività correnti

### 4 Altre attività finanziarie disponibili per la vendita

Le altre attività finanziarie disponibili per la vendita si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	30.06.2013
<b>Titoli strumentali all'attività operativa</b>		
Titoli quotati emessi da Stati sovrani	174	175
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	22	27
Altri titoli non quotati	5	
	<b>201</b>	<b>202</b>
<b>Titoli non strumentali all'attività operativa</b>		
Titoli quotati emessi da Stati sovrani	13	5
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	21	6
	<b>34</b>	<b>11</b>
	<b>235</b>	<b>213</b>

Al 31 dicembre 2012 e al 30 giugno 2013, Eni non deteneva attività finanziarie destinate alla negoziazione.

I titoli emessi da Stati sovrani al 30 giugno 2013 di €180 milioni (€187 milioni al 31 dicembre 2012) si analizzano come segue:

	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale (%)	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
<b>Tasso fisso</b>						
Belgio	27	30	da 2,88 a 4,25	dal 2014 al 2021	Aa3	AA
Portogallo	24	23	da 3,35 a 5,45	dal 2013 al 2019	Ba3	BB
Italia	20	21	da 2,50 a 4,25	dal 2013 al 2015	Baa2	BBB+
Slovacchia	13	15	da 3,50 a 4,90	dal 2014 al 2017	A2	A
Spagna	14	14	da 3,15 a 4,10	dal 2014 al 2018	Baa3	BBB-
Irlanda	13	13	da 4,40 a 4,50	dal 2019 al 2020	Ba1	BBB+
Austria	12	13	da 3,40 a 3,50	dal 2014 al 2015	Aaa	AA+
Paesi Bassi	12	12	da 4,00 a 4,25	dal 2013 al 2016	Aaa	AAA
Stati Uniti d'America	12	12	da 1,75 a 3,13	dal 2014 al 2019	Aaa	AA+
Germania	10	10	da 3,25 a 4,25	dal 2014 al 2015	Aaa	AAA
Francia	5	5	4,00	2014	Aa1	AA+
Slovenia	5	5	4,38	2014	Ba1	A-
Finlandia	1	2	1,25	2015	Aaa	AAA
<b>Tasso variabile</b>						
Italia	5	5		2013	Baa2	BBB+
	<b>173</b>	<b>180</b>				

I titoli emessi da istituti finanziari al 30 giugno 2013 di €33 milioni (€48 milioni al 31 dicembre 2012) sono riferiti a istituti finanziari con classe di rating compresa tra Aaa e B2 (Moody's) e AAA e B+ (S&P).

I titoli strumentali all'attività operativa di €202 milioni (€201 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd (€196 milioni al 31 dicembre 2012).

Gli effetti della valutazione al fair value dei titoli sono indicati alla nota n. 23 - Patrimonio netto.

Il fair value dei titoli è stimato essenzialmente sulla base delle quotazioni di mercato.

## 5 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e gli altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	30.06.2013
Crediti commerciali	19.966	20.324
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	440	472
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	228	342
- non strumentali all'attività operativa	1.153	222
	<b>1.821</b>	<b>1.036</b>
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	209	212
- altri	6.751	7.107
	<b>6.960</b>	<b>7.319</b>
	<b>28.747</b>	<b>28.679</b>

L'incremento dei crediti commerciali di €358 milioni è riferito principalmente ai settori Refining & Marketing (€676 milioni), Exploration & Production (€141 milioni), Versalis (€121 milioni) e, in diminuzione, al settore Gas & Power (€570 milioni).

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione come segue:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2012	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 30.06.2013
Crediti commerciali	1.056	166	(38)	6	1.190
Crediti finanziari	6	55			61
Altri crediti	574	2	(7)	5	574
	<b>1.636</b>	<b>223</b>	<b>(45)</b>	<b>11</b>	<b>1.825</b>

L'accantonamento e l'utilizzo del fondo svalutazione crediti commerciali, rispettivamente di €166 e €38 milioni, è riferito principalmente al settore Gas & Power [rispettivamente, €130 e €30 milioni].

Nel corso del primo semestre 2013 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza successiva al 30 giugno 2013 di €1.720 milioni, di cui €1.347 milioni not notification (€2.054 milioni, di cui €1.709 milioni not notification nell'esercizio 2012 con scadenza 2013). Le cessioni hanno riguardato i settori Refining & Marketing (€1.007 milioni), Gas & Power (€590 milioni), Versalis (€87 milioni) e Ingegneria & Costruzioni (€36 milioni). In forza delle disposizioni contrattuali statuite per i contratti not notification, Eni provvede alla gestione degli incassi dei crediti ceduti e, nei limiti degli stessi, al trasferimento delle somme ricevute alle società di factor. Inoltre, sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto not notification di crediti commerciali del settore Ingegneria & Costruzione con scadenza successiva al 30 giugno 2013 tramite la società di Gruppo Serfactoring SpA per €148 milioni (€149 milioni nell'esercizio 2012 con scadenza 2013).

I crediti commerciali al 30 giugno 2013 comprendono crediti scaduti del settore Exploration & Production relativi alle forniture di idrocarburi a enti di Stato dell'Egitto per circa €583 milioni. Al fine di assicurare il recupero dei crediti sono in corso attività negoziali e contatti con le autorità Ministeriali e i vertici delle società di Stato, anche alla luce delle consolidate relazioni con le controparti.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €814 milioni (€668 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano per €428 milioni finanziamenti concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per la realizzazione di progetti industriali di interesse Eni (€351 milioni al 31 dicembre 2012) e per €319 milioni depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd (€280 milioni al 31 dicembre 2012).

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €222 milioni (€1.153 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano essenzialmente: (i) depositi vincolati di Eni Trading & Shipping SpA €163 milioni (€93 milioni al 31 dicembre 2012), di cui €143 milioni presso Citigroup Global Markets Ltd e €20 milioni verso controparti commerciali per operazioni su contratti derivati; (ii) depositi vincolati del settore Ingegneria & Costruzioni per €40 milioni (€25 milioni al 31 dicembre 2012). Il decremento dei crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €931 milioni comprende: (i) l'incasso del saldo del corrispettivo di €3.517 milioni per la cessione al Gruppo Cassa Depositi a Prestiti di n. 1.013.619.522 azioni ordinarie di Snam SpA (€883 milioni); (ii) l'incasso da Snam dei crediti residui (€141 milioni).

Gli altri crediti per attività di disinvestimento di €212 milioni (€209 milioni al 31 dicembre 2012) sono riferiti principalmente alle quote a breve termine dei crediti per attività di disinvestimento relativi alla cessione della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan per €119 milioni e alla cessione della quota del 3,25% nel progetto Karachaganak (pari al 10% dell'interessenza Eni) al partner kazakho KazMunaiGas per €83 milioni. La descrizione delle transazioni è riportata alla nota n. 13 - Altre attività non correnti.

Gli altri crediti di €7.107 milioni (€6.751 milioni al 31 dicembre 2012) comprendono €486 milioni relativi al recupero di costi di investimento del

settore Exploration & Production che sono oggetto di arbitrato (€481 milioni al 31 dicembre 2012). Nel corso del semestre i crediti di €333 milioni al 31 dicembre 2012 per anticipi ricevuti a fronte di clausole di take-or-pay sono stati interamente recuperati.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito, la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

## 6 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012					30.06.2013				
	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	948	190		1.748	2.886	664	180		1.890	2.734
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	133	15		1	149	137	9		1	147
Lavori in corso su ordinazione			1.595		1.595			1.615		1.615
Prodotti finiti e merci	2.912	891		63	3.866	2.601	863		75	3.539
	<b>3.993</b>	<b>1.096</b>	<b>1.595</b>	<b>1.812</b>	<b>8.496</b>	<b>3.402</b>	<b>1.052</b>	<b>1.615</b>	<b>1.966</b>	<b>8.035</b>

La variazione delle rimanenze e del fondo svalutazione si analizza come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale	Variazione del periodo	Accantonamenti	Utilizzi	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
<b>31.12.2012</b>								
Rimanenze lorde	7.761	1.158			(226)	(18)	(9)	8.666
Fondo svalutazione	(186)		(58)	64	10	1	(1)	(170)
<b>Rimanenze nette</b>	<b>7.575</b>	<b>1.158</b>	<b>(58)</b>	<b>64</b>	<b>(216)</b>	<b>(17)</b>	<b>(10)</b>	<b>8.496</b>
<b>30.06.2013</b>								
Rimanenze lorde	8.666	(436)				(39)	1	8.192
Fondo svalutazione	(170)		(88)	101				(157)
<b>Rimanenze nette</b>	<b>8.496</b>	<b>(436)</b>	<b>(88)</b>	<b>101</b>		<b>(39)</b>	<b>1</b>	<b>8.035</b>

La variazione del periodo di €436 milioni è riferita al settore Refining & Marketing per €440 milioni. Gli accantonamenti e gli utilizzi del fondo svalutazione rispettivamente di €88 milioni e €101 milioni sono riferiti al settore Refining & Marketing rispettivamente per €77 milioni e €80 milioni.

## 7 Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	30.06.2013
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	916	721
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura fair value hedge		58
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	31	10
Altre attività	677	602
	<b>1.624</b>	<b>1.391</b>

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in alternativa, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading di €721 milioni (€916 milioni al 31 dicembre 2012) riguarda: (i) per €416

milioni (€564 milioni al 31 dicembre 2012) strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su valute, su tassi di interesse e sui prezzi delle commodity e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; (ii) per €305 milioni (€352 milioni al 31 dicembre 2012) strumenti finanziari derivati di trading sui prezzi delle commodity attivati per la valorizzazione delle flessibilità associate agli asset del Gruppo in particolare nel settore Gas & Power (capacità di trasposto, contratti long-term, capacità di generazione elettrica, ecc.) mediante strategie di asset-backed trading e per attività di trading proprietario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura fair value hedge di €58 milioni riguarda la valorizzazione di contratti di acquisto e vendita di greggi con prezzatura futura sul quale sono state effettuate operazioni di copertura con contratti derivati.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €10 milioni (€31 milioni al 31 dicembre 2012) è riferito al settore Gas & Power e riguarda operazioni in derivati sui prezzi delle commodity poste in essere con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivante dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Il fair value passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 30 giugno 2014 è indicato alla nota n. 17 - Altre passività correnti; il fair value attivo e passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 30 giugno 2014 è indicato rispettivamente alle note n. 13 - Altre attività non correnti e n. 21 - Altre passività non correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 23 - Patrimonio netto e n. 27 - Costi operativi.

Nelle altre attività al 31 dicembre 2012 erano compresi gli anticipi a fornitori di gas corrisposti a fronte di quantità non ritirate per l'attivazione della clausola take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine di €129 milioni. Tali importi sono stati interamente recuperati nel corso primo semestre 2013.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

## Attività non correnti

### 8 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore lordo al 31.12.2012	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2012	Valore netto al 31.12.2012	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 30.06.2013	Valore lordo al 30.06.2013	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2013
Immobili, impianti e macchinari	143.297	79.831	<b>63.466</b>	4.886	(3.531)	(136)	(216)	(28)	<b>64.441</b>	147.589	83.148

Gli investimenti sono riferiti ai seguenti settori di attività:

(€ milioni)	I semestre 2012	I semestre 2013
<b>Investimenti</b>		
Exploration & Production	3.613	3.922
Gas & Power	58	56
Refining & Marketing	288	207
Versalis	66	110
Ingegneria & Costruzioni	540	484
Corporate e società finanziarie	19	72
Altre attività - Snam	350	
Altre attività - Altre	8	5
Eliminazione utili interni	144	30
	<b>5.086</b>	<b>4.886</b>

Nella redazione della presente relazione semestrale il management non ha riscontrato, a eccezione del business raffinazione, la presenza di impairment indicator nei settori di attività Eni in base alle previsioni più recenti dei prezzi a termine delle principali commodity energetiche desumibili dal mercato per il futuro quadriennio confrontate con il bilancio 2012 e alla conferma dell'assunzione di prezzo di lungo termine del petrolio Brent a 90 dollari/barile (in termini reali). Pertanto, il management ha eseguito la verifica della tenuta dei valori di libro solo nei casi: i) delle raffinerie dove, nonostante l'importante ridimensionamento nelle proiezioni di mercato dei margini di lavorazione rispetto ai valori considerati nella relazione finanziaria annuale 2012, sono stati confermati i valori d'iscrizione di bilancio; ii) di un campione di Cash Generating Unit oil&gas selezionate in base a criteri di rilevanza (valore di libro, allocazione di unproved mineral interest, entità della differenza tra valore di libro e valore d'uso alla data del bilancio, ecc.) in grado di coprire circa il 50% degli asset Exploration & Production, per le quali il management ha verificato le revisioni tecniche delle riserve, l'andamento dei costi e i cambiamenti degli economics dei contratti, confermando anche in questo caso i valori d'iscrizione a eccezione di un asset a olio in Italia per il quale è stata iscritta una svalutazione di €86 milioni per revisioni negative delle riserve. Inoltre, è stata eseguita la ripresa di valore di un asset petrolifero negli USA svalutato nel 2012 per effetto di un migliorato regime di fiscalità sulla produzione (€47 milioni rilevato nella voce altre variazioni).

Per i criteri adottati da Eni nell'individuazione delle Cash Generating Unit (CGU) e nell'esecuzione della verifica della recuperabilità dei valori d'iscrizione degli asset si rinvia alla nota n. 14 - Immobili, impianti e macchinari del bilancio consolidato della Relazione Finanziaria Annuale 2012. In particolare, in occasione della Relazione Finanziaria Semestrale Consolidata 2013 il management ha mantenuto invariata la stima del tasso di sconto post-tax da applicare ai flussi di cassa futuri delle CGU pari al costo medio ponderato del capitale Eni, rettificato del rischio paese specifico nel quale si svolge l'attività (WACC adjusted), con valori compresi tra 7,2% e 13%. Tale invarianza rispetto al 2012 è dovuta alla riduzione dei parametri finanziari del WACC Eni per effetto della riduzione del premio per il rischio Italia e del costo del debito di Gruppo in funzione dell'andamento atteso dei principali benchmark di mercato, compensati dalla revisione dell'incidenza del peso dell'equity nella struttura finanziaria di Gruppo approvata dalla Direzione Aziendale. Oltre a quella descritta, nel primo semestre 2013 sono state registrate svalutazioni marginali (€50 milioni) che hanno riguardato investimenti di sicurezza e stay-in-business presso raffinerie, complessi petrolchimici e altri siti oggetto d'integrale svalutazione in esercizi passati per i quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività.

Le altre variazioni di €28 milioni comprendono la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti del settore Exploration & Production (€42 milioni), la riclassifica ad attività destinate alla cessione (€24 milioni) e, in aumento, le riprese di valore (€48 milioni). Gli immobili, impianti e macchinari comprendono unproved mineral interest come segue:

(€ milioni)	Valori al 31.12.2012	Riclassifica a Proved Mineral Interest	Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	Valori al 30.06.2013
Congo	1.254		12	1.266
Nigeria	743		7	750
Turkmenistan	516		4	520
Algeria	355		3	358
USA	146	(2)	1	145
India	22			22
Altri Paesi	29	(1)		28
	<b>3.065</b>	<b>(3)</b>	<b>27</b>	<b>3.089</b>

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati nel paragrafo "Fattori di rischio e incertezza - Rischio di liquidità" della "Relazione intermedia sulla gestione".

## 9 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore lordo al 31.12.2012	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2012	Valore netto al 31.12.2012	Investimenti	Ammortamenti	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 30.06.2013	Valore lordo al 30.06.2013	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2013
<b>Attività immateriali a vita utile definita</b>	8.880	6.854	<b>2.026</b>	1.045	(1.012)		3	(14)	<b>2.048</b>	9.616	7.568
<b>Attività immateriali a vita utile indefinita</b>											
Goodwill			<b>2.461</b>			24			<b>2.485</b>		
			<b>4.487</b>	<b>1.045</b>	<b>(1.012)</b>	<b>24</b>	<b>3</b>	<b>(14)</b>	<b>4.533</b>		

Gli investimenti di €1.045 milioni (€1.054 milioni nel primo semestre 2012) comprendono i costi di ricerca mineraria del settore Exploration & Production ammortizzati interamente nel periodo di sostenimento che ammontano a €765 milioni (€825 milioni nel primo semestre 2012) e bonus di firma per €179 milioni (€1 milione nel primo semestre 2012) relativi all'acquisizione di nuovi acreage esplorativi principalmente nella Repubblica di Cipro e in Vietnam. Gli ammortamenti di €1.012 milioni (€1.083 milioni nel primo semestre 2012) comprendono ammortamenti di bonus di firma e di costi di acquisizione di licenze esplorative per €126 milioni (€78 milioni nel primo semestre 2012).

La variazione dell'area di consolidamento delle attività immateriali a vita utile indefinita (goodwill) di €24 milioni è riferita all'acquisizione del 100% del capitale di ASA Trade SpA, società che commercializza gas in Toscana.

Il saldo finale della voce goodwill di €2.485 milioni (€2.461 milioni al 31 dicembre 2012) è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.066 milioni (€2.075 milioni al 31 dicembre 2012) e si analizza per settore di attività come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	30.06.2013
Gas & Power	1.286	1.309
Ingegneria & Costruzioni	750	749
Exploration & Production	265	267
Refining & Marketing	160	160
	<b>2.461</b>	<b>2.485</b>

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle Cash Generating Unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie consentite dall'acquisizione.

Relativamente ai valori di goodwill significativi l'allocazione alle CGU è stata effettuata come segue:

## Settore Gas & Power

(€ milioni)	31.12.2012	30.06.2013
Mercato gas Italia	767	791
Mercato gas estero	519	518
- di cui mercato europeo	511	511
	<b>1.286</b>	<b>1.309</b>

Nel settore Gas & Power le CGU sono costituite dalle business unit commerciali che avendo flussi interdipendenti beneficiano in maniera indistinta delle sinergie da acquisizione. Il goodwill attribuito alla CGU mercato gas Italia riguarda essenzialmente quello rilevato in occasione del buy-out delle minorities ex Italgas, operante nella vendita di gas ai settori residenziale e business di ridotte dimensioni, a seguito dell'offerta pubblica di acquisto eseguita nel 2003 (€706 milioni).

Il goodwill allocato alla CGU mercato europeo è quello riveniente dall'acquisizione della società belga Distrigas NV (ora Eni Gas & Power NV) e altre società minori quali Altergaz SA (ora Eni Gas & Power France SA) in Francia e Nuon Belgium NV (incorporata in Eni Gas & Power NV) e Nuon Power Generation Walloon NV (ora Eni Power Generation NV) in Belgio. La CGU Mercato Europeo è costituita dalle attività di commercializzazione gas delle società acquisite e dalle attività di commercializzazione gas in Europa gestite direttamente e indirettamente dalla Divisione Gas & Power di Eni SpA (area Nord Ovest Europa - Francia, Germania, Benelux, Regno Unito, Svizzera e Austria) che complessivamente beneficiano delle sinergie derivanti dalle acquisizioni.

Alla data di redazione della presente relazione semestrale anche in considerazione del processo di rinegoziazione di contratti di approvvigionamento di lungo termine tuttora in corso, il management ritiene tuttora validi gli impairment indicator già considerati ai fini dell'impairment test dei valori di libro al 31 dicembre 2012 in particolare per quanto riguarda le previsioni aggiornate dei prezzi di vendita e spread a termine desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e l'andamento di altre variabili (volumi, quote di mercato). Pertanto, il valore di libro della CGU mercato gas europeo, compreso il goodwill a essa attribuito, è allineato al valore recuperabile; mentre, l'eccedenza del valore recuperabile della CGU mercato gas Italia rispetto al corrispondente valore di libro, compreso il goodwill a essa riferito, pari a €549 milioni si azzera in base all'analisi di sensitività fatta nel bilancio 2012 al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 32,3% in media dei margini previsti; (ii) diminuzione del 32,3% in media dei volumi previsti; (iii) incremento di 8,2 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita nominale negativo del 13,2%. Il valore recuperabile della CGU mercato gas Italia e la relativa analisi di sensitività sono stati calcolati sulla base dei soli margini retail, escludendo il margine del grossista e i margini dei clienti business (industriali, termoelettrici e altri).

## Settore Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)	31.12.2012	30.06.2013
E&C Offshore	415	415
E&C Onshore	316	315
Altre	19	19
	<b>750</b>	<b>749</b>

Il goodwill di €749 milioni riguarda essenzialmente quello rilevato a seguito dell'acquisto di Bouygues Offshore SA, ora Saipem SA (€710 milioni), allocato alle due CGU E&C Offshore e E&C Onshore. Il peggioramento della gestione legato all'andamento del mercato dei servizi di costruzione che hanno determinato una revisione delle stime dei margini di importanti commesse sulla cui base il management ha rivisto la previsione di utili per il 2013 potrebbero costituire un impairment indicator; pertanto è stata eseguita la verifica della recuperabilità del valore di libro delle due CGU compreso il goodwill allocato. Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile delle CGU riguardano il risultato operativo, il tasso di attualizzazione dei flussi e il tasso di crescita terminale degli stessi.

La determinazione del valore d'uso è fatta sulla base delle previsioni di utili e cash flow del piano quadriennale aziendale approvato a gennaio 2013, aggiornato per riflettere sostanzialmente l'impatto del peggioramento di alcuni grossi progetti in corso sugli anni di Piano e tenendo conto dell'aggiornamento dei risultati attesi nella seconda metà del 2013. La determinazione del valore terminale è stata eseguita con il metodo della perpetuity, utilizzando un tasso di crescita nominale perpetua del 2% applicato al flusso terminale del quadriennio normalizzato. Il test è stato eseguito scontando i flussi di cassa generati dalle CGU al tasso post-tax del 7,8% (invariato rispetto al 2012) che corrisponde al tasso pre-tax del 10,0% per la E&C Offshore e del 10,9% per la E&C Onshore (9,9% e 10,7% rispettivamente nel 2012).

La verifica conferma la tenuta dei valori di libro compreso il goodwill per entrambe le CGU. L'eccedenza del valore recuperabile della CGU E&C Offshore di €3.584 milioni rispetto al corrispondente valore di libro comprensivo del goodwill a essa riferito si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) riduzione del 47% del risultato operativo lineare su tutti gli anni di Piano e sul flusso della perpetuity; (ii) incremento di 5 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) tasso di crescita terminale dei flussi negativo. Per la CGU E&C Onshore, l'eccedenza del valore recuperabile di €3.882 milioni rispetto al valore di libro, compreso il goodwill allocato, si azzera al verificarsi di variazioni ancora più elevate rispetto a quelle della CGU E&C Offshore.

## 10 Partecipazioni

Le partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2012	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 30.06.2013
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.262	148	(1)	198	(158)	25	44	4.518
Altre partecipazioni	5.085		(2.173)			2	(95)	2.819
	<b>9.347</b>	<b>148</b>	<b>(2.174)</b>	<b>198</b>	<b>(158)</b>	<b>27</b>	<b>(51)</b>	<b>7.337</b>

Le acquisizioni e sottoscrizioni relative alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto di €148 milioni riguardano principalmente la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Angola LNG Ltd (€48 milioni) impegnata nella realizzazione di un impianto di liquefazione per la valorizzazione di riserve gas (quota Eni nel progetto del 13,6%) e la sottoscrizione dell'aumento di capitale della Novamont SpA nell'ambito del progetto "Chimica Verde" di Porto Torres (€41 milioni).

Le cessioni e i rimborsi di €2.174 milioni sono al netto delle plusvalenze da cessione di €101 milioni e riguardano essenzialmente la cessione dell'11,69% di Snam SpA per €1.392 milioni e la cessione del 8% di Galp Energia SGPS SA per €780 milioni.

Il 9 maggio 2013 Eni ha collocato n. 395.253.345 azioni ordinarie di Snam SpA, pari all'11,69% del capitale sociale, attraverso un accelerated bookbuilding rivolto a investitori istituzionali. Il corrispettivo complessivo dell'operazione è stato di €1.459 milioni, al prezzo unitario di €3,69 per azione, con una plusvalenza di conto economico pari a €67 milioni. A seguito del collocamento Eni possiede n. 288.683.602 azioni di Snam, pari all'8,54% del capitale sociale, che sono al servizio del bond convertibile di €1.250 milioni emesso il 18 gennaio 2013 con scadenza 18 gennaio 2016. Il 31 maggio 2013 Eni ha collocato n. 55.452.341 azioni ordinarie di Galp Energia SGPS SA, pari a circa il 6,7% del capitale sociale, attraverso un accelerated bookbuilding rivolto a investitori istituzionali. Il corrispettivo complessivo dell'operazione è stato di €678 milioni al prezzo unitario di €12,22 per azione con una plusvalenza di conto economico pari a €26 milioni. Al 30 giugno 2013, la partecipazione Eni in Galp è scesa al 16,34%, di cui l'8% a servizio del bond convertibile di circa €1.028 milioni emesso il 30 novembre 2012 con scadenza 30 novembre 2015 e l'8,34% soggetto al diritto di prelazione/opzione esercitabile da Amorim Energia.

La valutazione con il metodo del patrimonio netto di €198 milioni è riferita principalmente a Unión Fenosa Gas SA (€32 milioni), alla United Gas Derivatives Co (€31 milioni), alla Blue Stream Pipeline Co BV (€26 milioni), alla CARDÓN IV SA (€24 milioni), a PetroSucre SA (€22 milioni), alla Unimar Llc (€15 milioni) e alla Eni BTC Ltd (€14 milioni).

Il decremento per dividendi di €158 milioni è riferito principalmente a PetroSucre SA (€50 milioni), alla United Gas Derivatives Co (€35 milioni), a Ceska Rafinerska AS (€22 milioni) e alla Unimar Llc (€11 milioni).

Le differenze di cambio da conversione di €27 milioni riguardano essenzialmente imprese con moneta funzionale dollaro USA (€28 milioni).

Le altre variazioni di €51 milioni comprendono oneri per €58 milioni relativi alla valutazione al fair value delle partecipazioni finanziarie Snam SpA e Galp Energia SGPS SA, di cui 32 milioni rilevati tra gli oneri da partecipazioni di conto economico in applicazione delle fair value option prevista dallo IAS 39 poiché relativi alle azioni a servizio di bond convertibili. Inoltre, sono stati rilevati proventi per €21 milioni relativi alla ripresa di valore della partecipata Ceska Rafinerska AS.

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 30 giugno 2013 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 30 giugno 2013" che costituisce parte integrante delle presenti note.

## 11 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	30.06.2013
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.160	1.051
Titoli strumentali all'attività operativa	69	81
	<b>1.229</b>	<b>1.132</b>

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono esposti al netto del fondo svalutazione di €35 milioni (€30 milioni al 31 dicembre 2012).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €1.051 milioni (€1.160 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (€534 milioni), Gas & Power (€377 milioni) e Refining & Marketing (€94 milioni). I finanziamenti sono concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per €591 milioni.



I titoli di €81 milioni (€69 milioni al 31 dicembre 2012) sono classificati come attività finanziarie da mantenere fino alla scadenza e sono emessi per €73 milioni da Stati sovrani e per €8 milioni dalla Banca Europea per gli Investimenti. L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

	Costo ammortizzato (€ milioni)	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale (%)	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
<b>Stati sovrani</b>							
<b>Tasso fisso</b>							
Italia	20	21	21	da 3,50 a 4,75	dal 2013 al 2021	Baa2	BBB+
Slovenia	11	11	11	da 3,42 a 4,88	dal 2013 al 2014	Ba1	A-
Spagna	3	3	3	3,00	2015	Baa3	BBB-
Slovacchia	2	2	2	1,33	2015	A2	A
<b>Tasso variabile</b>							
Italia	15	15	15		dal 2014 al 2016	Baa2	BBB+
Spagna	10	10	10		dal 2014 al 2015	Baa3	BBB-
Belgio	7	7	7		2016	Aa3	AA
Francia	5	5	5		2014	Aa1	AA+
<b>Totale Stati sovrani</b>	<b>73</b>	<b>74</b>	<b>74</b>				
<b>Banca Europea per gli Investimenti</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>7</b>		<b>dal 2016 al 2018</b>	<b>Aaa</b>	<b>AAA</b>
	<b>81</b>	<b>82</b>	<b>81</b>				

Il valore di mercato dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a €1.092 milioni. La valutazione al fair value dei titoli non produce effetti significativi. Il valore di mercato dei crediti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra lo 0,5% e il 3,6% (0,4% e 3,3% al 31 dicembre 2012). Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

## 12 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di €3.271 milioni (€3.630 milioni al 31 dicembre 2012).

(€ milioni)	Valore al 31.12.2012	Incrementi netti	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 30.06.2013
	5.027	244	(39)	253	5.485

Le attività per imposte anticipate riguardanti Eni SpA e le consociate Italia facenti parte del consolidato fiscale nazionale sono state stanziare principalmente sulla perdita di periodo e sulla rilevazione di costi a deducibilità differita nei limiti degli ammontari che si prevede di recuperare negli esercizi futuri in base alla capienza dei redditi imponibili attesi. Le proiezioni degli imponibili futuri sono quelle adottate nel bilancio 2012.

Le passività per imposte differite sono indicate alla nota n. 20 - Passività per imposte differite.

Le imposte sono indicate alla nota n. 30 - Imposte sul reddito.

### 13 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	30.06.2013
Attività per imposte correnti	293	349
Crediti per attività di disinvestimento	752	720
Altri crediti	361	211
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	429	238
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	2	2
Altre attività	2.563	2.321
	<b>4.400</b>	<b>3.841</b>

I crediti per attività di disinvestimento di €720 milioni (€752 milioni al 31 dicembre 2012) comprendono: (i) il credito residuo di €241 milioni per l'indennizzo transatto con le Autorità venezuelane a fronte dell'esproprio del titolo minerario di Dación nel 2006. Il credito matura interessi a condizioni di mercato per effetto del differimento del rimborso. In base all'accordo tra le parti il rimborso può avvenire anche in natura attraverso cessioni equivalenti di idrocarburi. Nel 2012 sono stati rimborsati €71 milioni attraverso tale modalità (\$92 milioni). Sono in corso negoziazioni per definire ulteriori rimborsi del credito; (ii) la quota a lungo termine di €234 milioni del credito relativo alla cessione della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazakho KazMunaiGas sulla base degli accordi tra i partner internazionali del consorzio North Caspian Sea PSA e le Autorità kazakhe che implementano il nuovo schema contrattuale e di governance del progetto con efficacia economica dal 1° gennaio 2008. Il rimborso del credito è previsto in tre rate annuali a partire dalla data di inizio della produzione che è prevista nelle prossime settimane. Il credito matura interessi a tassi di mercato. La quota a breve termine è indicata alla nota n. 5 - Crediti commerciali e altri crediti; (iii) la quota a lungo termine (€90 milioni) del credito relativo alla cessione della quota del 3,25% nel progetto Karachaganak (pari al 10% dell'interessenza Eni) alla controparte di Stato kazakha KazMunaiGas sulla base dell'accordo transattivo del dicembre 2011 tra le Contracting Companies del Final Production Sharing Agreement (FPSA) di Karachaganak e le Autorità kazakhe che ha sancito la chiusura del contenzioso sul cost recovery e su alcune materie fiscali. L'accordo si è perfezionato il 28 giugno 2012. Il rimborso del credito è previsto in tre anni, a partire da luglio 2012, in rate mensili e matura interessi a tassi di mercato. Nel primo semestre 2013 sono stati rimborsati €46 milioni. La quota a breve termine è indicata alla nota n. 5 - Crediti commerciali e altri crediti.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in alternativa, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €238 milioni (€429 milioni al 31 dicembre 2012) riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e sui prezzi delle commodity e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €2 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2012) è riferito al settore Gas & Power e riguarda operazioni di copertura del rischio cambio e prezzi su commodity come descritto alla nota n. 7 - Altre attività correnti. Il fair value passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 30 giugno 2014 è indicato alla nota n. 21 - Altre passività non correnti; il fair value attivo e passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 30 giugno 2014 è indicato rispettivamente alle note n. 7 - Altre attività correnti e n. 17 - Altre passività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 23 - Patrimonio netto e n. 27 - Costi operativi.

Le altre attività di €2.321 milioni (€2.563 milioni al 31 dicembre 2012) comprendono gli anticipi corrisposti ai fornitori per quantità di gas non ritirate, di cui è previsto il ritiro oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi per €2.130 milioni (€2.367 milioni al 31 dicembre 2012). La diminuzione rispetto al 31 dicembre 2012 è dovuta a ritiri di gas pre-pagato per effetto delle rinegoziazioni dei contratti a lungo termine. La clausola di take-or-pay prevede l'anticipazione totale o parziale del prezzo contrattuale per i volumi di gas non ritirati, rispetto alla quantità minima contrattuale, con facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato (clausola di take-or-pay nel glossario). Il valore contabile dell'anticipo, assimilabile a un credito in natura, è oggetto di svalutazione per allinearne al valore netto di realizzo del gas quando quest'ultimo è inferiore. In caso contrario e nei limiti del costo sostenuto è prevista la ripresa di valore. L'ammontare dei volumi di gas prepagati riflette le difficili condizioni del mercato europeo del gas a causa della debolezza della domanda e dell'intensa pressione competitiva alimentata dall'oversupply che non hanno consentito di rispettare gli obblighi minimi di prelievo dei contratti di fornitura gas. Il management prevede di recuperare i volumi pre-pagati nel lungo termine facendo leva principalmente sui benefici già conseguiti o attesi dalle rinegoziazioni dei contratti long-term in termini di miglioramento della competitività del gas Eni e di riduzione delle quantità minime soggette al vincolo di prelievo o incremento della flessibilità operativa (ad esempio cambio di delivery point del gas acquistato e forniture di GNL in luogo di quelle via pipeline), compreso il mancato rinnovo di contratti in scadenza. Gli altri fattori a sostegno del recupero dei volumi pre-pagati sono: (i) l'assunzione di una ripresa a lungo termine della domanda gas; (ii) la progressiva crescita delle vendite Eni in Italia e nei mercati europei target grazie a efficaci e innovative politiche commerciali e al rafforzamento della leadership in Europa.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

## Passività correnti

### 14 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	30.06.2013
Banche	253	306
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	1.481	1.932
Altri finanziatori	489	666
	<b>2.223</b>	<b>2.904</b>

L'incremento di €681 milioni delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente ad assunzioni nette per €870 milioni e, in diminuzione, alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per €196 milioni. I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di €1.932 milioni riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie Eni Finance USA Inc per €1.614 milioni ed Eni Finance International SA per €318 milioni.

Al 30 giugno 2013 Eni dispone di linee di credito committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per €2.442 milioni e €9.389 milioni (rispettivamente €1.241 milioni e €10.932 milioni al 31 dicembre 2012). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Al 30 giugno 2013 non risultano inadempimenti di clausole o violazioni contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I debiti verso parti correlate sono indicate alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

### 15 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	30.06.2013
Debiti commerciali	14.993	13.200
Acconti e anticipi	2.247	2.857
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	2.103	2.206
- altri debiti	4.238	4.080
	<b>6.341</b>	<b>6.286</b>
	<b>23.581</b>	<b>22.343</b>

Il decremento dei debiti commerciali di €1.793 milioni è riferito principalmente ai settori Gas & Power (€857 milioni), Refining & Marketing (€385 milioni) e Ingegneria & Costruzioni (€267 milioni).

Gli altri debiti di €4.080 milioni (4.238 milioni al 31 dicembre 2012) comprendono il debito verso i fornitori di gas di €542 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2012) relativo 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. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 13 - Altre attività non correnti.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

## 16 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	30.06.2013
Imprese italiane	156	100
Imprese estere	1.466	966
	<b>1.622</b>	<b>1.066</b>

Il decremento di €500 milioni delle passività per imposte sul reddito delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per €498 milioni. Le imposte sono indicate alla nota n. 30 - Imposte sul reddito.

## 17 Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	30.06.2013
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	888	739
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	32	16
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura fair value hedge	5	1
Altre passività	512	465
	<b>1.437</b>	<b>1.221</b>

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in alternativa, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading di €739 milioni (€888 milioni al 31 dicembre 2012) riguarda: (i) per €462 milioni (€538 milioni al 31 dicembre 2012) strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS poiché stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e sui prezzi delle commodity e, pertanto, non riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; (ii) per €273 milioni (€349 milioni al 31 dicembre 2012) strumenti finanziari derivati di trading sui prezzi delle commodity attivati per la valorizzazione delle flessibilità associate agli asset del Gruppo in particolare nel settore Gas & Power (capacità di trasposto, contratti long-term, capacità di generazione elettrica, ecc.) mediante strategie di asset-backed trading e per attività di trading proprietario; (iii) per €4 milioni (€1 milione al 31 dicembre 2012) derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas del settore Exploration & Production.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €16 milioni (€32 milioni al 31 dicembre 2012) è riferito al settore Gas & Power per €14 milioni e riguarda operazioni di copertura del rischio cambio e prezzi su commodity descritte alla nota n. 7 - Altre attività correnti. Il fair value attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 30 giugno 2014 è indicato alla nota n. 7 - Altre attività correnti; il fair value passivo e attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 30 giugno 2014 è indicato rispettivamente alle note n. 21 - Altre passività non correnti e n. 13 - Altre attività non correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 23 - Patrimonio netto e n. 27 - Costi operativi.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura fair value hedge di €1 milione (€5 milioni al 31 dicembre 2012) riguarda la valorizzazione di contratti di acquisto e vendita di greggi con prezzatura futura sul quale sono state effettuate operazioni di copertura con contratti derivati.

Nel corso del primo semestre 2013 sono stati utilizzati da parte dei clienti somministrati gli anticipi di €142 milioni al 31 dicembre 2012, compresi nelle altre passività, corrisposti a Eni per le quantità di gas non ritirate rispetto agli obblighi minimi di prelievo previsto dai relativi contratti di lungo termine.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

## Passività non correnti

### 18 Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, si analizzano come segue:

(€ milioni)

	31.12.2012			30.06.2013		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	3.103	913	4.016	2.851	1.112	3.963
Obbligazioni ordinarie	14.818	2.006	16.824	13.445	1.667	15.112
Obbligazioni convertibili	990		990	2.221	5	2.226
Altri finanziatori	368	42	410	327	43	370
	<b>19.279</b>	<b>2.961</b>	<b>22.240</b>	<b>18.844</b>	<b>2.827</b>	<b>21.671</b>

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di €21.671 milioni (€22.240 milioni al 31 dicembre 2012) diminuiscono di €569 milioni. Il decremento è dovuto essenzialmente al saldo tra le nuove assunzioni per €2.594 milioni e i rimborsi per €3.253 milioni e comprende, in aumento, differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi €74 milioni.

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Inoltre, Eni ha ottenuto un finanziamento a lungo termine da Citibank Europe Plc con condizioni simili a quelle previste dagli accordi di finanziamento con la Banca Europea per gli Investimenti. Al 31 dicembre 2012 e al 30 giugno 2013 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontano rispettivamente a €1.994 milioni e a €1.902 milioni. Eni ritiene che l'eventuale mancato rispetto di tali covenants abbia un impatto poco significativo. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni ordinarie di €15.112 milioni (€16.824 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano titoli relativi al programma Euro Medium Term Notes per complessivi €10.811 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €4.301 milioni.

L'analisi dei prestiti obbligazionari per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

Società emittente	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza		Tasso (%)	
					da	a	da	a
[€ milioni]								
<b>Società emittente</b>								
<i>Euro Medium Term Notes</i>								
Eni SpA	1.500	41	1.541	EUR	2019		4,125	
Eni SpA	1.500	26	1.526	EUR	2016		5,000	
Eni SpA	1.250	32	1.282	EUR	2014		5,875	
Eni SpA	1.250	30	1.280	EUR	2017		4,750	
Eni SpA	1.000	37	1.037	EUR	2020		4,000	
Eni SpA	1.000	12	1.012	EUR	2020		4,250	
Eni SpA	1.000	11	1.011	EUR	2018		3,500	
Eni SpA	750	(4)	746	EUR	2019		3,750	
Eni Finance International SA	525	8	533	GBP	2018	2021	4,750	6,125
Eni Finance International SA	370	2	372	EUR	2017	2032	3,750	5,600
Eni Finance International SA	278	2	280	YEN	2014	2037	1,530	2,810
Eni Finance International SA	172	3	175	USD	2014	2015	4,450	4,800
Eni Finance International SA	16		16	EUR	2015		variabile	
	<b>10.611</b>	<b>200</b>	<b>10.811</b>					
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>								
Eni SpA	1.109	26	1.135	EUR	2017		4,875	
Eni SpA	1.000	34	1.034	EUR	2015		4,000	
Eni SpA	1.000	1	1.001	EUR	2015		variabile	
Eni SpA	344	2	346	USD	2020		4,150	
Eni SpA	268		268	USD	2040		5,700	
Eni SpA	215	(1)	214	EUR	2017		variabile	
Eni USA Inc	306	(3)	303	USD	2027		7,300	
	<b>4.242</b>	<b>59</b>	<b>4.301</b>					
	<b>14.853</b>	<b>259</b>	<b>15.112</b>					

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €1.360 milioni e riguardano Eni SpA per €1.282 milioni ed Eni Finance International SA per €78 milioni. Nel corso del primo semestre 2013 non sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie.

L'analisi dei prestiti obbligazionari convertibili per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

Società emittente	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
[€ milioni]						
<b>Società emittente</b>						
Eni SpA	1.250	(22)	1.228	EUR	2016	0,625
Eni SpA	1.028	(30)	998	EUR	2015	0,250
	<b>2.278</b>	<b>(52)</b>	<b>2.226</b>			

Il prestito obbligazionario di €1.228 milioni del valore nominale di €1.250 milioni è convertibile in azioni ordinarie Snam SpA. Il prestito ha come sottostante 288,7 milioni di azioni Snam, corrispondenti a circa l'8,54% del capitale sociale della società, al prezzo di conversione di €4,33 per azione che rappresenta un premio di circa il 20% rispetto al valore di borsa alla data di collocamento.

Il prestito obbligazionario di €998 milioni del valore nominale di €1.028 milioni è convertibile in azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA. Il prestito ha come sottostante 66,3 milioni di azioni Galp, corrispondenti all'8% del capitale sociale della società, al prezzo di conversione di €15,50 per azione che rappresenta un premio del 35% rispetto al valore di borsa alla data di collocamento.

I prestiti obbligazionari convertibili sono valutati al costo ammortizzato; le opzioni di conversione, implicite negli strumenti finanziari emessi, sono valutate a fair value con imputazione degli effetti a conto economico. In coerenza, per le azioni sottostanti i prestiti, è stata attivata la fair value option prevista dallo IAS 39.

Al 30 giugno 2013 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €3.798 milioni (€6.928 milioni al 31 dicembre 2012). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Eni ha in essere un programma Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €15 miliardi; di essi, circa €10,6 miliardi sono stati già collocati al 30 giugno 2013. Il Gruppo mantiene uno standing creditizio elevato con rating Moody's A3 per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve, outlook negativo; rating Standard & Poor's A per il debito a lungo termine e A-1 per il debito a breve termine. È in corso la revisione del rating attribuito da Standard & Poor's per un possibile declassamento.

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €23.809 milioni (€24.937 milioni al 31 dicembre 2012) e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	30.06.2013
Obbligazioni ordinarie	19.239	17.006
Obbligazioni convertibili	1.059	2.333
Banche	4.171	4.062
Altri finanziatori	468	408
	<b>24.937</b>	<b>23.809</b>

Il valore di mercato è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra lo 0,5% e il 3,6% (0,4% e 3,3% al 31 dicembre 2012). Il valore di mercato delle obbligazioni convertibili è stato determinato sulla base della quotazione di mercato.

Al 30 giugno 2013 non vi sono passività finanziarie garantite da depositi vincolati.

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione intermedia sulla gestione" è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2012			30.06.2013		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	7.765		7.765	7.850		7.850
B. Titoli disponibili per la vendita	34		34	11		11
<b>C. Liquidità (A+B)</b>	<b>7.799</b>		<b>7.799</b>	<b>7.861</b>		<b>7.861</b>
<b>D. Crediti finanziari</b>	<b>1.153</b>		<b>1.153</b>	<b>222</b>		<b>222</b>
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	253		253	306		306
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	913	3.103	4.016	1.112	2.851	3.963
G. Prestiti obbligazionari	2.006	15.808	17.814	1.672	15.666	17.338
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	403		403	534		534
I. Altre passività finanziarie a breve termine	1.567		1.567	2.064		2.064
L. Altre passività finanziarie a lungo termine	42	368	410	43	327	370
<b>M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)</b>	<b>5.184</b>	<b>19.279</b>	<b>24.463</b>	<b>5.731</b>	<b>18.844</b>	<b>24.575</b>
<b>N. Indebitamento finanziario netto (M-C-D)</b>	<b>(3.768)</b>	<b>19.279</b>	<b>15.511</b>	<b>(2.352)</b>	<b>18.844</b>	<b>16.492</b>

## 19 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2012	Accantonamenti	Rilevazione iniziale e variazione stima	Effetto attualizzazione	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 30.06.2013
Fondo abbandono e ripristino siti e social project	7.407		(48)	122	(132)		(91)	13	7.271
Fondo rischi ambientali	2.928	60		6	(88)	(5)	(1)	(13)	2.887
Fondo rischi per contenziosi e revisione prezzi	1.419	495			(661)	(145)	2	(3)	1.107
Fondo per imposte	395	91			(8)		2	(50)	430
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	343	20			(65)			1	299
Fondo esodi agevolati	202			4				1	207
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	194	4				(12)	1	(11)	176
Fondo rischi contrattuali e perdite su commesse pluriennali	52	92			(11)				133
Fondo mutua assicurazione OIL	106							5	111
Fondo contratti onerosi	54				(30)				24
Fondo approvvigionamento merci	24								24
Altri fondi (*)	479	82			(49)	(7)	(3)	9	511
	<b>13.603</b>	<b>844</b>	<b>(48)</b>	<b>132</b>	<b>(1.044)</b>	<b>(169)</b>	<b>(90)</b>	<b>(48)</b>	<b>13.180</b>

(\*) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

Le principali movimentazioni del semestre hanno riguardato: (i) il fondo rischi su contenziosi e revisione prezzi in relazione agli accantonamenti e agli utilizzi a fronte oneri e per esuberanza fatti nel periodo; (ii) il fondo perdite su commesse pluriennali del settore Ingegneria & Costruzioni in relazione allo stanziamento di perdite future attese su alcuni contratti in fase di completamento.

L'effetto attualizzazione dei fondi abbandono e ripristino siti relativi al settore Exploration & Production comprende gli effetti derivanti dall'aumento dei tassi d'interesse di lungo termine del dollaro USA.

## 20 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di €3.271 milioni (€3.630 milioni al 31 dicembre 2012).

(€ milioni)	Valore al 31.12.2012	Accantonamenti netti	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 30.06.2013
	6.740	(141)	(85)	261	<b>6.775</b>

Le passività per imposte differite e le attività per imposte anticipate si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	30.06.2013
Passività per imposte differite	10.370	10.046
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.630)	(3.271)
	<b>6.740</b>	<b>6.775</b>
Attività per imposte anticipate non compensabili	(5.027)	(5.485)
<b>Passività per imposte differite nette</b>	<b>1.713</b>	<b>1.290</b>



## 21 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	30.06.2013
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	271	281
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	13	6
Altri debiti verso l'Amministrazione finanziaria	1	
Altri debiti	57	56
Altre passività	1.635	1.598
	<b>1.977</b>	<b>1.941</b>

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in alternativa, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €281 milioni (€271 milioni al 31 dicembre 2012) riguarda: (i) per €154 milioni (€198 milioni al 31 dicembre 2012) strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e sui prezzi delle commodity e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; (ii) per €59 milioni la componente opzionale implicita del prestito obbligazionario convertibile in azioni ordinarie Snam SpA (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 18 - Passività finanziarie a lungo termine); (iii) per €58 milioni (€60 milioni al 31 dicembre 2012) la componente opzionale implicita del prestito obbligazionario convertibile in azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 18 - Passività finanziarie a lungo termine); (iv) per €10 milioni (€13 milioni al 31 dicembre 2012) derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas del settore Exploration & Production.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €6 milioni (€13 milioni al 31 dicembre 2012) è riferito al settore Gas & Power e riguarda operazioni di copertura del rischio cambio e prezzi su commodity descritte alla nota n. 7 - Altre attività correnti. Il fair value attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 30 giugno 2014 è indicato alla nota n. 13 - Altre attività non correnti; il fair value passivo e attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 30 giugno 2014 è indicato rispettivamente alle note n. 17 - Altre passività correnti e n. 7 - Altre attività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 23 - Patrimonio netto e n. 27 - Costi operativi.

Le altre passività di €1.598 milioni (€1.635 milioni al 31 dicembre 2012) comprendono gli anticipi di €922 milioni (€968 milioni al 31 dicembre 2012) incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica e gli anticipi di €370 milioni (€380 milioni al 31 dicembre 2012) ricevuti dai clienti somministrati per quantità di gas non ritirate a seguito dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine il cui recupero si ritiene sarà eseguito oltre l'orizzonte temporale dei dodici mesi.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

## 22 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di €486 milioni e €379 milioni riguardano essenzialmente asset non strategici del settore Exploration & Production (rispettivamente, €337 e €354 milioni), la società Finpipe GIE proprietaria della rete di trasporto gas Belga concessa in locazione alla società belga Fluxys (rispettivamente, €66 e €25 milioni) e la partecipazione del settore Refining & Marketing Super Octanos CA (€52 milioni). Nel corso del primo semestre 2013 sono stati ceduti asset non strategici del settore Exploration & Production per un valore di libro di €125 milioni (102 milioni di sterline).

## 23 Patrimonio netto

### Interessenze di terzi

L'utile netto e il patrimonio netto relativo alle interesenze di terzi sono riferiti alle seguenti società:

(€ milioni)	Utile netto del I semestre		Patrimonio netto	
	2012	2013	31.12.2012	30.06.2013
Saipem SpA	223	(376)	3.216	2.639
Società EniPower Ferrara Srl	7	5	87	91
Snam SpA	228			
Altre	(4)	(9)	195	138
	<b>454</b>	<b>(380)</b>	<b>3.498</b>	<b>2.868</b>

**Patrimonio netto di Eni**

Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	30.06.2013
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.201	6.201
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(16)	(15)
Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	144	44
Altre riserve	204	211
Riserva per differenze cambio da conversione	942	1.095
Azioni proprie	(201)	(201)
Utili relativi a esercizi precedenti	40.988	44.860
Acconto sul dividendo	(1.956)	
Utile netto	7.790	1.818
	<b>59.060</b>	<b>58.977</b>

**Capitale sociale**

Al 30 giugno 2013, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 ed è rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (stessi ammontari al 31 dicembre 2012).

Il 10 maggio 2013 l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la distribuzione del dividendo di €0,54 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2012 di €0,54 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento a partire dal 23 maggio 2013, con data di stacco cedola il 20 maggio 2013 e record date il 22 maggio 2013. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2012 ammonta perciò a €1,08; (ii) la revoca, per la parte non ancora eseguita alla data dell'Assemblea, dell'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione all'acquisto di azioni proprie deliberata dall'Assemblea del 16 luglio 2012; (iii) l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario – in una o più volte e comunque entro 18 mesi dalla data della delibera – fino ad un massimo di numero 363.000.000 di azioni ordinarie Eni, a un corrispettivo non inferiore ad €1.102 milioni e non superiore al prezzo ufficiale di Borsa registrato dal titolo nella seduta di Borsa precedente ogni singola operazione aumentato del 5% e comunque fino all'ammontare complessivo di €6.000 milioni secondo le modalità operative stabilite nei regolamenti di organizzazione e gestione di Borsa Italiana SpA. Al fine di rispettare il limite previsto dal terzo comma dell'articolo 2357 del Codice Civile, il numero di azioni da acquistare e il relativo ammontare terranno conto del numero e dell'ammontare delle azioni Eni già in portafoglio.

**Riserva legale**

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del Codice Civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva ha raggiunto l'ammontare massimo richiesto dalla legge.

**Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale e riserva fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale**

La riserva per valutazione al fair value degli strumenti finanziari disponibili per la vendita e degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge, al netto del relativo effetto fiscale, si analizza come segue:

(€ milioni)	Strumenti finanziari disponibili per la vendita			Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge			Totale		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
<b>Riserva al 31 dicembre 2012</b>	<b>148</b>	<b>(4)</b>	<b>144</b>	<b>(25)</b>	<b>9</b>	<b>(16)</b>	<b>123</b>	<b>5</b>	<b>128</b>
Variazione del periodo	(29)		(29)	(4)	1	(3)	(33)	1	(32)
Utilizzo a conto economico	(73)	2	(71)	7	(3)	4	(66)	(1)	(67)
<b>Riserva al 30 giugno 2013</b>	<b>46</b>	<b>(2)</b>	<b>44</b>	<b>(22)</b>	<b>7</b>	<b>(15)</b>	<b>24</b>	<b>5</b>	<b>29</b>

Le riserve relative agli strumenti finanziari disponibili per la vendita di €44 milioni (€144 milioni al 31 dicembre 2012), al netto dell'effetto fiscale, sono riferite alla valutazione al fair value della partecipazione Galp Energia SGPS SA per €40 milioni e alla valutazione al fair value dei titoli per €4 milioni.

**Altre riserve**

Le altre riserve di €211 milioni (€204 milioni al 31 dicembre 2012) si analizzano come segue:

- per €247 milioni riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita alle interessenze di terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di Snamprogetti SpA a Saipem Projects SpA, entrambe incorporate da Saipem SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2012);
- per €157 milioni riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2012);
- per €18 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito della cessione di azioni proprie da parte di Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti (stesso ammontare al 31 dicembre 2012);
- per €6 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 46,57% di interessenze di terzi relative a Tigáz Zrt (€1 milione al 31 dicembre 2012);
- negative per €124 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 45,86% di interessenze di terzi relative ad Altermoz SA, ora Eni Gas & Power France SA (stesso ammontare al 31 dicembre 2012);
- negative per €87 milioni riguardano le rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale (stesso ammontare al 31 dicembre 2012);
- negative per €5 milioni riguardano la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (negative per €7 milioni al 31 dicembre 2012);
- negative per €1 milione riguardano la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti al netto dell'effetto fiscale (stesso ammontare al 31 dicembre 2012).

**24 Altre informazioni****Acquisizioni***Asa Trade SpA*

Nel mese di marzo 2013 Eni ha perfezionato l'acquisizione del 100% del capitale sociale della società ASA Trade SpA che commercializza gas in Toscana. L'allocazione del valore complessivo di €29 milioni alle attività e passività acquisite è stata effettuata in via provvisoria.

Di seguito i valori di bilancio ante e post allocazione del prezzo di acquisto.

(€ milioni)	ASA Trade SpA	
	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo
Attività correnti	27	27
Goodwill		24
Altre attività non correnti	3	3
<b>Attività acquisite</b>	<b>30</b>	<b>54</b>
Passività correnti	25	25
<b>Passività acquisite</b>	<b>25</b>	<b>25</b>
<b>Patrimonio netto di Gruppo acquisito</b>	<b>5</b>	<b>29</b>

Di seguito i ricavi della gestione caratteristica e l'utile netto dell'esercizio 2012.

(€ milioni)	ASA Trade SpA
	2012
Ricavi della gestione caratteristica	53
Utile netto	3

## Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	I semestre 2012	I semestre 2013
<b>Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda</b>		
Attività correnti	108	26
Attività non correnti	171	27
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	46	(5)
Passività correnti e non correnti	(99)	(19)
<b>Effetto netto degli investimenti</b>	<b>226</b>	<b>29</b>
<b>Totale prezzo di acquisto</b>	<b>226</b>	<b>29</b>
a dedurre:		
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	<i>(48)</i>	<i>(1)</i>
<b>Flusso di cassa degli investimenti</b>	<b>178</b>	<b>28</b>
<b>Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda</b>		
Attività correnti	1	
Attività non correnti	1	
Disponibilità finanziarie nette	5	
Passività correnti e non correnti	(8)	
<b>Effetto netto dei disinvestimenti</b>	<b>(1)</b>	
Plusvalenza per disinvestimenti	2	
Interessenze di terzi	(1)	
<b>Totale prezzo di vendita</b>		
a dedurre:		
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	<i>(2)</i>	
<b>Flusso di cassa dei disinvestimenti</b>	<b>(2)</b>	

Gli investimenti del primo semestre 2013 riguardano l'acquisizione della ASA Trade SpA. Gli investimenti del primo semestre 2012 riguardano l'acquisizione della Nuon Belgium NV (incorporata da Eni Gas & Power NV) e della Nuon Power Generation Walloon NV (ora Eni Power Generation NV) nonché di un ramo d'azienda. I disinvestimenti del primo semestre 2012 riguardano la cessione a terzi (100%) della Star Gulf FZ Co e la cessione del controllo (50%) della Sairus Llc.

## 25 Garanzie, impegni e rischi

### Garanzie

L'ammontare delle garanzie non ha subito variazioni significative rispetto a quanto indicato nella Relazione finanziaria annuale 2012.

### Impegni e rischi

L'ammontare degli impegni e rischi non ha subito variazioni significative rispetto a quanto indicato nella Relazione finanziaria annuale 2012.

### Gestione dei rischi finanziari

Le politiche di gestione e monitoraggio dei principali fattori dei rischi finanziari sono indicate nel paragrafo "Fattori di rischio ed evoluzione prevedibile della gestione" della "Relazione intermedia sulla gestione".

### Valori di mercato degli strumenti finanziari

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività finanziarie, valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

- a) livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
- b) livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);
- c) livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra, gli strumenti finanziari valutati al fair value al 30 giugno 2013 sono classificati: (i) nel livello 1, le "Altre attività finanziarie disponibili per la vendita", gli "Strumenti finanziari derivati non di copertura - Future" e le "Altre partecipazioni" valutate al fair value; (ii) nel livello 2, gli strumenti finanziari derivati diversi dai "Future" compresi nelle "Altre attività correnti", nelle "Altre attività non correnti", nelle "Altre passività correnti" e nelle "Altre passività non correnti". Nel corso del primo semestre 2013 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

### Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività.

Di seguito sono descritti i procedimenti più significativi per i quali si sono verificati sviluppi di rilievo rispetto a quanto rappresentato nella Relazione finanziaria annuale 2012, compresi i nuovi procedimenti, nonché dei procedimenti definitivamente chiusi; salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento o perché ritenuto improbabile un esito negativo o perché lo stanziamento non è oggettivamente determinabile.

## 1. Ambiente

### Contenzioso civile e amministrativo

#### (i) Atto di citazione per risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore - Ente procedente: Ministero dell'Ambiente.

Nel mese di maggio 2003, il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Syndial SpA (già Enichem SpA) chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte da parte di Enichem nel periodo 1990-1996. Con sentenza di primo grado n. 4991/08 del 3 luglio 2008 (depositata l'8 luglio 2008), provvisoriamente esecutiva, il Tribunale Civile di Torino ha condannato Syndial SpA al predetto risarcimento quantificandolo in €1.833,5 milioni oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Sia i consulenti legali e tecnici di Syndial, sia quelli di Eni hanno concordemente ritenuto la predetta sentenza fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto tali da non far ritenere probabile un esito finale negativo del contenzioso e comunque hanno altresì ritenuto assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando nella sentenza congrui riferimenti che possano giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero. Sulla base di tali pareri legali e tecnici, condivisi anche da consulenti esterni in materia di principi contabili, è stato confermato di non effettuare alcun accantonamento a fronte del contenzioso in oggetto nel bilancio chiuso al 31 dicembre 2008. A seguito dell'atto di appello alla sentenza formulato da Syndial nel luglio 2009, il giudizio prosegue dinanzi alla Corte d'Appello di Torino.

Nel corso dell'udienza del 15 giugno 2012, l'Avvocatura dello Stato ha verbalizzato che il Ministero non intende eseguire la sentenza di primo grado fino all'esito del giudizio di merito. La Corte d'Appello di Torino, dopo aver chiesto e ottenuto la regolarizzazione della costituzione di Syndial in giudizio, ha disposto la CTU fissando come termine ultimo per la consegna e la discussione degli elaborati peritali il 15 novembre 2013.

In adempimento a quanto richiesto dal CTU, Syndial ha depositato una prima relazione peritale di parte il 7 giugno 2013; ISPRA ha provveduto per parte appellata il successivo 27 giugno 2013. In data 10 luglio 2013 il CTU ha depositato una "bozza di relazione peritale" che, in via preliminare, risulta positiva per Syndial in quanto, in sintesi, condivide le scelte progettuali e tecniche avanzate dalla socie-

tà sia per le aree interne sia per le aree esterne (Lago Maggiore, Torrente Marmazza, ecc.) ritenendo che, ove realizzati correttamente, si tratti di interventi tutti idonei a riparare il danno in conformità alla direttiva comunitaria.

Nell'ambito del procedimento amministrativo relativo alla messa in sicurezza e bonifica del sito di interesse nazionale di Pieve Vergonte, la Società ha impugnato, avanti il TAR del Piemonte numerose prescrizioni avanzate dal Ministero dell'Ambiente circa il progetto di bonifica suoli e falda del sito e l'avvio di interventi di bonifica del Fiume Toce e dei Laghi Maggiore e Mergozzo. Con sentenza 23 aprile 2008 il TAR del Piemonte ha respinto parte dei ricorsi presentati da Syndial. Contro tale sentenza è stato promosso appello al Consiglio di Stato.

## 2. Indagini della Magistratura e altre Autorità regolamentari

**(i) Consorzio TSKJ: indagini delle Autorità Statunitensi, Italiane e di altri Paesi.** Snamprogetti Netherlands BV detiene una partecipazione del 25% nelle società che costituiscono il consorzio TSKJ. I rimanenti azionisti, con quote paritetiche del 25%, sono Kbr, Technip e JGC. Il consorzio TSKJ a partire dal 1994 ha realizzato impianti di liquefazione del gas naturale a Bonny Island in Nigeria. Snamprogetti SpA ("Snamprogetti"), la società controllante di Snamprogetti Netherlands BV, è stata una diretta controllata di Eni sino al febbraio 2006, quando è stato concluso un accordo per la cessione di Snamprogetti a Saipem; Snamprogetti è stata incorporata in Saipem SpA dal 1 ottobre 2008. Eni detiene una partecipazione del 43% di Saipem. Con la cessione di Snamprogetti, Eni ha concordato, tra l'altro, di indennizzare i costi e gli oneri che Saipem dovesse eventualmente sostenere, con riferimento alla vicenda TSKJ, anche in relazione alle sue controllate.

Diverse Autorità giudiziarie, tra cui la Procura della Repubblica di Milano, hanno svolto indagini su presunti pagamenti illeciti da parte del consorzio TSKJ a favore di pubblici ufficiali nigeriani. I procedimenti instaurati si sono conclusi con transazioni negli Stati Uniti e in Nigeria.

**Il procedimento in Italia:** i fatti che sono oggetto di indagine si estendono sin dal 1994 e concernono anche il periodo successivo all'introduzione del Decreto Legislativo 8 giugno 2001 n. 231 sulla responsabilità amministrativa delle società.

Il procedimento instaurato dalla Procura della Repubblica di Milano nei confronti di Eni SpA e Saipem SpA ha riguardato l'applicazione del D.Lgs. n. 231 del 2001 per responsabilità amministrativa in relazione a presunti reati di corruzione internazionale aggravata ascritti a ex dirigenti di Snamprogetti. La Procura della Repubblica di Milano aveva avanzato richiesta di misura cautelare ex D.Lgs. n. 231/2001 consistente nell'interdizione per Eni e Saipem dall'esercizio di attività comportanti rapporti contrattuali diretti o indiretti con la società Nigerian National Petroleum Corporation o sue controllate contestando in particolare l'inefficacia e l'inosservanza del modello di organizzazione, gestione e controllo predisposto al fine di prevenire la commissione dei reati ascritti da parte di soggetti sottoposti a direzione e vigilanza.

La Procura della Repubblica di Milano aveva poi rinunciato alla richiesta di misura cautelare interdittiva nei confronti di Eni e Saipem a fronte del deposito da parte di Snamprogetti Netherlands BV di una cauzione pari a €24.530.580, anche nell'interesse di Saipem SpA. Nell'ambito del procedimento penale sono stati contestati presunti eventi corruttivi in Nigeria, asseritamente commessi sino ad epoca successiva al 31 luglio 2004. Viene contestata anche l'aggravante del conseguimento di un profitto di rilevante entità (indicata come non inferiore a \$65 milioni), asseritamente conseguito da Snamprogetti SpA.

Nel corso del procedimento è stato disposto il rinvio a giudizio di cinque ex dipendenti di Snamprogetti e di Saipem SpA come persona giuridica in quanto incorporante Snamprogetti.

Il Tribunale ha poi pronunciato sentenza di "non doversi procedere" nei confronti degli imputati persone fisiche "perché il reato agli stessi ascritto è estinto per intervenuta prescrizione", disponendo, inoltre, lo stralcio del procedimento in relazione alla posizione della persona giuridica Saipem, in merito alla quale il processo è proseguito.

Il Tribunale all'esito di tale stralcio del procedimento ha condannato Saipem SpA al pagamento di €600.000 a titolo di sanzione pecuniaria e alla confisca della cauzione per €24.530.580 messa a disposizione da Snamprogetti Netherlands BV. Saipem presenterà appello avverso la sentenza di primo grado.

**(ii) Misurazione del gas.** Con procedimento n. 11183/06 RGNR avviato dalla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano, erano stati contestati a Eni, al top manager di Eni e altre società facenti del Gruppo all'epoca dei fatti presunti comportamenti in violazione di legge, a partire dall'anno 2003, con riferimento all'utilizzo degli strumenti di misurazione del gas, al relativo pagamento delle accise alla fatturazione ai clienti nonché ai rapporti con le Autorità di Vigilanza. Le violazioni contestate si riferivano, tra l'altro, a fattispecie di reato previste dal Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231 che prevede la responsabilità amministrativa della società per i reati commessi da propri dipendenti nell'interesse o a vantaggio della società stessa. Ciò ha comportato la notifica della relativa informazione di garanzia anche alle società (per quanto riguarda il Gruppo Eni: Eni, Snam Rete Gas e Italgas e altre società terze). Dal procedimento principale erano stati stralciati nel corso degli anni vari sottoprocedimenti tutti conclusi a oggi senza conseguenze per Eni e i suoi manager.

Il 20 dicembre 2010, nell'ambito di un ulteriore stralcio del procedimento principale sul tema accise, **Misura Gas "Accise"**, la Procura della Repubblica di Milano aveva notificato, a nove dipendenti ed ex dipendenti di Eni, in particolare della Divisione Gas & Power, l'avviso di conclusione delle indagini con riferimento al reato di cui all'art. 40 ("Sottrazione all'accertamento o al pagamento dell'accisa sugli oli minerali") del D.Lgs. 26 ottobre 1995 n. 504. L'atto contestava la sottrazione all'accertamento e al pagamento di accise per

un importo, rispettivamente, di €0,47 miliardi e di €1,3 miliardi. L'Agenzia delle Dogane di Milano, competente per il recupero dei tributi evasi, a fronte della documentazione prodotta da Eni, con il Verbale di constatazione del 1° agosto 2011 ha ridotto la contestazione contenuta negli atti della Procura a circa €114 milioni di maggiore imposta, riservandosi di riformulare la contestazione amministrativa sulla base delle eventuali nuove risultanze del processo penale. Il procedimento penale si è concluso con una sentenza di non luogo a procedere nei confronti di tutti gli indagati, "perché il fatto non costituisce reato". Il Pubblico Ministero ha depositato il ricorso per Cassazione e la Suprema Corte, con ordinanza pronunciata in data 3 luglio 2013 in merito a tutte le posizioni, non l'ha accolto, rigettandolo.

Anche per questo filone cd. "Accise" la sentenza di "non luogo a procedere" del Giudice per l'Udienza Preliminare è ora definitiva.

**(iii) Algeria.** Autorità italiane e straniere stanno conducendo indagini su presunti pagamenti corruttivi in Algeria in relazione ad alcuni contratti aggiudicati da Saipem.

In data 4 febbraio 2011 è pervenuta, dalla Procura della Repubblica di Milano, una "richiesta di consegna" ai sensi dell'art. 248 del Codice di Procedura Penale, trasmessa nella medesima data per competenza a Saipem SpA.

Nel provvedimento veniva richiesta la trasmissione - con riferimento a asserite "ipotesi di reato di corruzione internazionale" - di documentazione relativa ad attività di società del gruppo Saipem in Algeria (contratto GK3 e contratto Galsi/Saipem/Technip in relazione ad opere di ingegneria nella posa di un gasdotto). Il reato di "corruzione internazionale" menzionato nella "Richiesta di consegna" è una delle fattispecie previste nel campo di applicazione del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231 in merito alla responsabilità diretta degli enti collettivi per determinati reati compiuti da propri dipendenti.

Al fine di adempiere, tempestivamente, alla richiesta della Procura, è stata quindi avviata la raccolta della documentazione e, in data 16 febbraio 2011, Saipem ha proceduto al deposito di quanto richiesto. Anche Eni ha provveduto al deposito di documentazione relativa al progetto MLE (al quale partecipa la Divisione E&P) sul quale sono in corso indagini in Algeria.

In data 22 novembre 2012 la Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano ha notificato a Saipem un'informativa di garanzia per illecito amministrativo relativo al reato di corruzione internazionale ex art. 25 comma 2 e 3 D.Lgs. n. 231/2001 unitamente a una richiesta di consegna di documentazione in merito ad alcuni contratti relativi ad attività in Algeria.

A tale richiesta sono seguite le notifiche a Saipem di un "Decreto di sequestro" in data 30 novembre 2012, una ulteriore "Richiesta di consegna" in data 18 dicembre 2012 e un "Decreto di perquisizione" in data 16 gennaio 2013 al fine di acquisire ulteriore documentazione in relazione a contratti di intermediazione e ad alcuni sub-contratti stipulati da Saipem in connessione con i progetti algerini.

In data 7 febbraio 2013, su incarico della Procura della Repubblica di Milano, si sono presentati presso le sedi Eni di San Donato Milanese e Roma, militari della Guardia di Finanza per procedere a perquisizioni e sequestri di documentazione relativa all'attività di Saipem in Algeria. Contestualmente è stata notificata ex art. 25 comma 3 e 4 D.Lgs. 231/01 informativa di garanzia a Eni. Dall'atto si apprende che la Procura ha esteso le indagini anche nei confronti di Eni, del suo Amministratore Delegato, di un dirigente e dell'ex CFO di Eni.

L'indagine verte su presunte ipotesi corruttive che, secondo la Procura della Repubblica di Milano, si sarebbero verificate, sino al marzo 2010, in merito ad alcuni contratti che Saipem ha acquisito in Algeria.

Con riferimento a Saipem attualmente risultano indagati, un dipendente e alcuni ex dipendenti, tra i quali l'ex Amministratore Delegato - CEO e l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction.

Saipem ha tempestivamente posto in essere interventi di forte discontinuità gestionale e amministrativa indipendentemente dagli eventuali profili di responsabilità che potrebbero evidenziarsi nel corso delle indagini. Saipem ha provveduto, d'accordo con gli Organi di Controllo interni e l'Organismo di Vigilanza della società e previa informativa alla Procura, ad avviare una verifica sui contratti oggetto dell'indagine, incaricando a tal fine uno studio legale esterno. Viene fornita da Saipem piena collaborazione all'Autorità Giudiziaria.

Saipem ha inviato a Eni il report predisposto dai suoi consulenti e, in quanto società quotata in Italia, ha effettuato la propria comunicazione al Mercato.

Saipem sta cooperando con l'Autorità Giudiziaria Italiana, e ha trasmesso i risultati dell'indagine interna ai Pubblici Ministeri. Inoltre, ha iniziato una revisione mirata alla verifica della corretta applicazione delle procedure interne e di controllo inerenti l'anti-corrruzione e la prevenzione degli illeciti, con l'assistenza di consulenti esterni.

In aggiunta, il CdA di Saipem ha deliberato di iniziare azioni legali al fine di tutelare gli interessi della Società nei confronti di alcuni ex dipendenti e fornitori, riservandosi qualsiasi futura azione ove emergessero ulteriori elementi.

Con l'assistenza di consulenti esterni, Eni sta conducendo una propria indagine interna. Eni al momento ha completato la verifica dei documenti sequestrati dalla Procura di Milano e l'analisi della documentazione in possesso delle unità approvvigionamenti interne in relazione ai rapporti con i fornitori e non sono emerse prove dell'esistenza di contratti di intermediazione o di qualsivoglia altra natura con le terze parti oggetto di indagine.

Il predetto procedimento è stato riunito con altro (cd. Iraq - Kazakhstan) riguardante un diverso filone di indagini riferite specificamente ad attività condotte da Eni in Iraq e Kazakhstan e meglio descritto di seguito.

Si segnala, inoltre, che in Algeria sono in corso indagini giudiziarie avviate nel 2010 con riferimento alle quali alcuni conti correnti in valuta locale della controllata Saipem Contracting Algérie SpA sono stati bloccati per un saldo totale equivalente a €83 milioni ai cambi correnti. Tali conti correnti sono relativi a due progetti in fase di completamento in Algeria.

Nell'agosto 2012 è stata ricevuta una comunicazione che, in occasione di rinvio alla Chambre d'accusation presso la Corte di Algeri, formalizza a Saipem Contracting Algérie l'esistenza di un'indagine nei suoi confronti, relativa ad asserita maggiorazione dei prezzi

in occasione dell'aggiudicazione di contratti conclusi con una società pubblica a carattere industriale e commerciale, beneficiando dell'autorità o influenza di rappresentanti di tale organismo. In data 30 gennaio 2013 la Chambre d'Accusation ha pronunciato il rinvio a giudizio della stessa società e confermato il blocco dei conti correnti sopra indicati. La Saipem Contracting Algérie ha presentato ricorso alla Corte Suprema. Si segnala, infine, che in data 24 marzo 2013 si è svolta una perquisizione presso le sedi della stessa Saipem Contracting Algérie.

Inoltre, nei confronti di Saipem è in corso un'indagine da parte dell'Autorità giudiziaria algerina per presunti reati di corruzione, in merito alle quali sono state svolte ulteriori perquisizioni e sequestro di documenti presso la controllata Saipem Contracting Algérie.

- (iv) Iraq - Kazakhstan.** È pendente presso la Procura della Repubblica di Milano un procedimento penale in merito a ipotesi di corruzione internazionale in relazione alle attività Eni in Kazakhstan riguardante l'impianto di Karachaganak e il progetto Kashagan con riferimento alla gestione delle gare di appalto da parte dell'operatore Agip KCO. Il reato di "corruzione internazionale" è una delle fattispecie previste nel campo di applicazione del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Eni ha proceduto al deposito della documentazione richiesta dalla magistratura e a fornire piena collaborazione all'Autorità Giudiziaria. Nell'ambito di tale procedimento sono indagati alcuni dirigenti e un ex dirigente.

Il predetto procedimento è stato successivamente riunito con altro (cd. Iraq) riguardante un parallelo filone di indagini riferite specificamente ad attività condotte da Eni in Iraq e meglio descritto di seguito.

Il 21 giugno 2011, infatti, è stato notificato, presso gli uffici di Eni Zubair SpA e presso gli uffici di Saipem SpA di Fano, un decreto di perquisizione dell'ufficio di alcuni dipendenti del gruppo e di società terze in relazione a una presunta ipotesi di reato "al fine di influire illecitamente nell'aggiudicazione di gare all'estero" – in particolare, per attività in Iraq – "in cui sono coinvolte, come stazione appaltante, società del Gruppo Eni." La perquisizione ha riguardato, unicamente, gli uffici (e anche le abitazioni private) di alcuni dipendenti del gruppo (un dipendente di Eni Zubair e un dirigente di Saipem) e di società terze. I reati contestati sono associazione a delinquere e corruzione in relazione all'attività di Eni Zubair in Iraq e di Saipem nel progetto "Jurassic" in Kuwait.

Alla luce delle contestazioni descritte nell'atto Eni Zubair, Eni e Saipem appaiono parti lese dai comportamenti contestati ai propri dipendenti, qualificati come "dirigenti infedeli del Gruppo Eni" nell'atto della Procura della Repubblica di Milano; il dipendente di Eni Zubair si è dimesso e la società, nell'accettare le dimissioni, si è riservata di agire nei suoi confronti a tutela dei propri diritti e, successivamente, ha avviato un'azione in sede civile anche nei confronti delle altre persone fisiche menzionate nell'atto di sequestro.

Nonostante le società del gruppo appaiano parti lese, è stata notificata a Eni SpA e a Saipem SpA, contestualmente al decreto di sequestro, informativa di garanzia ai sensi del Decreto Legislativo n. 231/2001.

Già in sede verbalizzazione delle operazioni di sequestro, Eni SpA, per la parte relativa alle attività irachene, ha fatto valere la sua estraneità ai fatti trattandosi di attività che fanno capo alla controllata Eni Zubair, nonché, viste le contestazioni avanzate nell'atto, la posizione di Eni Zubair ed eventualmente della stessa Eni di parte lesa. Sono state notificate a Eni SpA dalla Procura della Repubblica le richieste di proroga del termine delle indagini preliminari in occasione delle quali si è appreso del coinvolgimento nelle indagini di un ulteriore dipendente della società e di altri fornitori.

Eni ha effettuato una verifica, incaricando allo scopo una società di consulenza esterna, che ha emesso il suo rapporto conclusivo il 25 luglio 2012.

A tale riguardo, anche Saipem ha provveduto, sentito anche il parere del legale, d'accordo con l'Organismo di Vigilanza di Società e gli Organi di Controllo interni, ad avviare tramite la funzione Internal Audit una verifica interna sul progetto oggetto dell'indagine, anche incaricando una società di consulenza esterna.

Con riferimento a quanto sopra esposto, la Procura della Repubblica di Milano ha fatto richiesta di: "applicare a Eni SpA la misura dell'interdizione per un anno e sei mesi dall'esercizio delle attività previste nel production sharing agreement 1997 sottoscritto con la Repubblica del Kazakhstan e nei successivi atti amministrativi e/o negoziali, o di voler disporre, ai sensi dell'art. 15 D.Lgs. 231 del 2001, la prosecuzione delle medesime attività per il periodo indicato sotto la sorveglianza di un commissario". Nel corso dell'udienza del 29 maggio 2012 il collegio di difesa di Eni ha discusso la memoria difensiva; al termine dell'udienza, il Giudice per le Indagini Preliminari si è riservato per la decisione sulla richiesta di misure cautelari della Procura della Repubblica. Nelle more della decisione, in data 1 agosto 2012, la Procura della Repubblica ha eseguito un nuovo deposito di documentazione a supporto della richiesta di misure cautelari a seguito del quale il Giudice ha fissato una nuova udienza.

All'esito della discussione svoltasi il 14 novembre 2012 il Giudice si è nuovamente riservato per la decisione. A seguito del deposito da parte di Eni di una memoria difensiva, il GIP ha fissato una nuova udienza per il 10 luglio 2013 all'esito della quale si è nuovamente riservato per la decisione.

In data 19 luglio 2013 Eni ha avuto conoscenza dell'intervenuto deposito della ordinanza del GIP. La decisione rigetta la richiesta di misura cautelare avanzata dalla Procura della Repubblica di Milano, ritenendola infondata.

- (v) Libia.** In data 10 giugno 2011, Eni ha ricevuto, da parte della US SEC, una richiesta giudiziale formale (subpoena) di produzione documentale relativa alle attività Eni in Libia dal 2008 ad oggi. La richiesta si riferisce a un'indagine in corso senza ulteriori precisazioni né ipotesi specifiche di violazioni ipotizzate e ha per oggetto "certain illicit payments to Libyan officials" in possibile violazione del Foreign Corruption Practice Act. A fine dicembre 2011, è stata ricevuta una richiesta informale d'integrazione della documentazione prodotta in risposta al subpoena notificato in giugno. La documentazione e le informazioni richieste sono state trasmesse alla US SEC.



A esito di successivi contatti con la US SEC, all'incontro del 16 ottobre 2012, sono stati forniti ulteriori documenti e chiarimenti. Il 29 aprile 2013 la US SEC ha comunicato a Eni la chiusura dell'indagine avviata sulle attività di Eni in Libia senza contestazioni o rilievi.

**(vi) Indagini della Commissione Europea: Eni SpA, Versalis SpA e Syndial SpA - Elastomeri.** La Commissione Europea, con decisione del 29 novembre 2006, ha accertato una violazione della normativa antitrust e ha comminato un'ammenda di €272,25 milioni in solido a Eni e Versalis SpA (già Polimeri Europa) relativamente ad un'asserita intesa anticoncorrenziale nel settore degli elastomeri del tipo BR/SBR. Nel febbraio 2007 le Società hanno predisposto i ricorsi avverso tale decisione avanti al Tribunale di Prima Istanza UE. Con sentenza resa in data 13 luglio 2011, il Tribunale di Prima Istanza ha ridotto l'ammenda originariamente imposta, in solido, a Eni SpA e Polimeri Europa portandola a €181,5 milioni. In particolare, il Tribunale ha annullato la maggiorazione della sanzione basata sull'aggravante della recidiva. Sia le società destinatarie della sentenza che la Commissione Europea hanno presentato appello alla Corte di Giustizia UE. La Commissione Europea ha altresì comunicato a Eni la propria volontà di riavviare nuovamente un procedimento istruttorio per la rideterminazione della sanzione ed Eni ha proposto ricorso avverso tale iniziativa. La Commissione, in data 1 marzo 2013 ha comunicato a Eni e a Versalis di aver avviato un nuovo procedimento per valutare nuovamente la sussistenza dei presupposti per applicare la maggiorazione della sanzione basata sull'aggravante della recidiva. Inoltre, a fronte della decisione della Commissione Europea, nell'agosto 2007 Eni ha altresì avviato, presso il Tribunale di Milano, un'azione di accertamento negativo volta a ottenere una sentenza che attestasse l'inesistenza del danno asseritamente subito dai produttori di pneumatici utilizzatori dei prodotti BR/SBR. Il Tribunale di Milano ha tuttavia dichiarato inammissibile l'azione con sentenza impugnata dinanzi alla Corte di Appello di Milano e il giudizio di appello è tuttora pendente. Nel settore degli elastomeri denominati CR, il Tribunale di Prima Istanza UE, con una sentenza del dicembre 2012 ha ridotto a circa €106 milioni l'ammenda, originariamente pari a €132,16 milioni, inflitta solidalmente a Polimeri Europa ed Eni dalla Commissione Europea in data 5 dicembre 2007, per l'asserita violazione, unitamente ad altre imprese chimiche, dell'art. 81 del Trattato CE e dell'art. 53 dell'accordo SEE. Nel marzo 2013, Eni SpA e Versalis SpA hanno proposto ricorso avverso la sentenza del Tribunale presso la Corte di Giustizia UE, al fine di ottenere l'annullamento integrale della decisione della Commissione, che ha a sua volta proposto appello contro la medesima sentenza. In attesa dell'esito dei contenziosi proposti, sono stati effettuati accantonamenti al fondo rischi.

### 3. Contenziosi fiscali

#### Estero

**(i) Indonesia.** L'Amministrazione Finanziaria indonesiana ha contestato, per i periodi d'imposta 2002-2009, a Lasmo Sanga Sanga Limited società residente fiscalmente in UK, l'applicazione dell'aliquota del 10% relativa alla Branch Profit Tax ai sensi della convenzione contro le doppie imposizioni tra UK e Indonesia. L'Amministrazione ritiene si sarebbe dovuto applicare la ritenuta domestica del 20%. Gli importi richiesti e già versati ammontano a \$134 milioni per maggiori imposte e interessi. La società ha presentato ricorso e ha richiesto l'attivazione della cosiddetta "Procedura amichevole" al fine di evitare una tassazione non conforme alla convenzione UK/Indonesia. La società ha effettuato un accantonamento al fondo rischi.

## 26 Ricavi della gestione caratteristica

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative e una descrizione della stagionalità o ciclicità delle operazioni di vendita sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione intermedia sulla gestione".

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2012	I semestre 2013
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	62.388	59.298
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	815	(22)
	<b>63.203</b>	<b>59.276</b>

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	I semestre 2012	I semestre 2013
Accise	6.513	6.010
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	1.064	822
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	1.941	2.189
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	1.007	968
	<b>10.525</b>	<b>9.989</b>

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività alla nota n. 32 - Informazioni per settore di attività.

I ricavi netti della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

## 27 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione intermedia sulla gestione".

### Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2012	I semestre 2013
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	36.899	36.043
Costi per servizi	7.081	8.876
Costi per godimento di beni di terzi	1.714	1.699
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	472	172
Altri oneri	404	551
	<b>46.570</b>	<b>47.341</b>
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(321)	(192)
	<b>46.249</b>	<b>47.149</b>

I costi per servizi comprendono compensi di mediazione riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per €2 milioni (€3 milioni nel primo semestre 2012).

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza di €172 milioni (€472 milioni nel primo semestre 2012) riguardano, in particolare, il fondo rischi contrattuali e perdite su commesse pluriennali per €92 (€13 milioni nel primo semestre 2012), il fondo rischi ambientali per €55 milioni (€40 milioni nel primo semestre 2012) e il fondo rischi per contenziosi di €61 milioni (€335 milioni nel primo semestre 2012). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 19 - Fondi per rischi e oneri.

### Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	I semestre 2012	I semestre 2013
Costo lavoro	2.362	2.682
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(110)	(115)
	<b>2.252</b>	<b>2.567</b>

### Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

Nel 2009 Eni ha dato discontinuità al piano di incentivazione manageriale basato sull'assegnazione di stock option ai dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del Codice Civile. Le informazioni sull'attività residua dei piani relativi agli esercizi precedenti non hanno subito variazioni significative rispetto a quanto riportato nella Relazione finanziaria annuale 2012.

### Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	I semestre 2012	I semestre 2013
Dirigenti	1.460	1.460
Quadri	12.816	13.380
Impiegati	36.434	38.907
Operai	22.499	25.714
	<b>73.209</b>	<b>79.461</b>

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo. Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

### Altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2012	I semestre 2013
Oneri netti su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	(367)	(68)
Oneri netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(5)	(4)
Proventi netti su strumenti finanziari derivati di copertura fair value hedge		62
	<b>(372)</b>	<b>(10)</b>

Gli oneri netti su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading riguardano: (i) gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati di trading sui prezzi delle commodity attivati per la valorizzazione delle flessibilità associate agli asset del Gruppo in particolare nel settore Gas & Power (capacità di trasposto, contratti long-term, capacità di generazione elettrica, ecc.) mediante strategie di asset-backed trading e per attività di trading proprietario (proventi netti per €28 milioni); (ii) gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati sui prezzi delle commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta del rischio prezzo sulle commodity (oneri netti per €97 milioni); (iii) la valutazione a fair value di derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas nel settore Exploration & Production (proventi netti per €1 milione).

Gli oneri netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati sui prezzi delle commodity posti in essere dal settore Gas & Power.

I proventi netti su strumenti finanziari derivati di copertura fair value hedge riguardano le operazioni di copertura effettuate per la valorizzazione di contratti di acquisto e vendita di greggi con prezzatura futura.

I costi operativi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

### Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2012	I semestre 2013
Ammortamenti	4.580	4.543
Svalutazioni	1.166	136
a dedurre:		
- rivalutazioni	(2)	(48)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(3)	(4)
	<b>5.741</b>	<b>4.627</b>

## 28 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2012	I semestre 2013
<b>Proventi (oneri) finanziari</b>		
Proventi finanziari	6.210	3.227
Oneri finanziari	(6.651)	(3.809)
	<b>(441)</b>	<b>(582)</b>
Strumenti finanziari derivati	(200)	(19)
	<b>(641)</b>	<b>(601)</b>

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(€ milioni)	I semestre 2012	I semestre 2013
<b>Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto</b>		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(352)	(364)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(177)	(92)
Interessi attivi verso banche	12	24
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	12	32
	<b>(505)</b>	<b>(400)</b>
<b>Differenze attive (passive) di cambio</b>		
Differenze attive di cambio	6.123	3.090
Differenze passive di cambio	(5.972)	(3.179)
	<b>151</b>	<b>(89)</b>
<b>Altri proventi (oneri) finanziari</b>		
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	70	79
Interessi e altri proventi (oneri) su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	35	(43)
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo <sup>(a)</sup>	(172)	(132)
Altri proventi (oneri) finanziari	(20)	3
	<b>(87)</b>	<b>(93)</b>
	<b>(441)</b>	<b>(582)</b>

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, a un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

I proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2012	I semestre 2013
Strumenti finanziari derivati su valute	(141)	(18)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(59)	30
Opzioni		(31)
	<b>(200)</b>	<b>(19)</b>

Gli oneri netti su strumenti finanziari derivati di €19 milioni (oneri netti di €200 milioni nel primo semestre 2012) si determinano principalmente per la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity del settore Gas & Power. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura gli strumenti finanziari derivati comporta la rilevazione delle differenze di cambio in quanto gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine esercizio delle attività e passività in moneta diversa da quella funzionale non vengono contabilmente compensate dalla variazione dei fair value degli strumenti finanziari derivati. Gli oneri netti su opzioni di €31 milioni riguardano la valutazione al fair value delle opzioni implicite dei prestiti obbligazionari convertibili in azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA (proventi per €2 milioni) e in azioni ordinarie Snam SpA (oneri per €33 milioni). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 18 - Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

## 29 Proventi (oneri) su partecipazioni

### Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto si analizza come segue:

(€ milioni)	I semestre 2012	I semestre 2013
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	357	240
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(20)	(42)
Utilizzi del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	5	5
	<b>342</b>	<b>203</b>

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 10 - Partecipazioni.

### Altri proventi (oneri) su partecipazioni

Gli altri proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2012	I semestre 2013
Dividendi	156	306
Plusvalenze nette da vendite	8	101
Altri proventi netti	888	64
	<b>1.052</b>	<b>471</b>

I dividendi di €306 milioni riguardano principalmente la Nigeria LNG Ltd (€199 milioni), la Snam SpA (€43 milioni) e la Galp Energia SGPS SA (€23 milioni). Le plusvalenze nette da vendite di €101 milioni riguardano per €67 milioni la cessione dell'11,69% del capitale sociale di Snam SpA, per €30 milioni la cessione del 8% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA e per €4 milioni la cessione del 50% del capitale sociale di Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co.KG.

Gli altri proventi netti del primo semestre 2013 di €64 milioni comprendono: (i) il rigiro della riserva patrimoniale da valutazione al fair value a seguito della cessione del 8% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA e dell'11,69% del capitale sociale di Snam SpA (rispettivamente €65 milioni e €8 milioni); (ii) la rivalutazione della Ceska Rafinerska AS (€21 milioni); (iii) l'adeguamento al prezzo di borsa alla data di riferimento della Relazione finanziaria semestrale consolidata 2013 di 288,7 milioni di azioni Snam SpA e di 66,3 milioni di azioni Galp Energia SGPS SA per le quali è stata attivata la fair value option perchè al servizio di due prestiti obbligazionari convertibili emessi rispettivamente per Snam il 18 gennaio 2013 e per Galp il 30 novembre 2012 (oneri rispettivamente per €6 milioni e €26 milioni).

Gli altri proventi netti del primo semestre 2012 di €888 milioni, comprendono un provento straordinario di €835 milioni derivante dall'aumento di capitale di una controllata Galp, la Petrogal, sottoscritto da un socio terzo mediante apporto in denaro superiore al valore di libro della sua quota di interessenza relativa.

## 30 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2012	I semestre 2013
Imposte correnti:		
-imprese italiane	361	280
-imprese estere	5.445	4.033
	<b>5.806</b>	<b>4.313</b>
Imposte differite e anticipate nette:		
-imprese italiane	58	(492)
-imprese estere	190	107
	<b>248</b>	<b>(385)</b>
	<b>6.054</b>	<b>3.928</b>

L'incidenza delle imposte sull'utile del periodo prima delle imposte è del 73,2% (60,0% nel primo semestre 2012) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 44,4% (43,0% nel primo semestre 2012) che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana del 38,0%<sup>1</sup> (IRES) all'utile prima delle imposte e del 3,9% (IRAP) al valore netto della produzione. Tale fenomeno riflette l'incidenza dell'utile ante imposte relativo alle società estere del settore Exploration & Production che hanno un tax rate significativamente superiore all'aliquota fiscale teorica italiana.

### 31 Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile del periodo di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.622.731.494 e di 3.622.797.043 rispettivamente nel primo semestre 2012 e 2013.

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile del periodo di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione.

Al 30 giugno 2012 e 2013 non ci sono azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione e, pertanto, il numero medio ponderato delle azioni per il calcolo dell'utile semplice coincide con il numero medio ponderato delle azioni per il calcolo dell'utile diluito.

		I semestre 2012	I semestre 2013
<b>Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice e diluito</b>		<b>3.622.731.494</b>	<b>3.622.797.043</b>
<b>Utile netto di competenza Eni</b>	(€ milioni)	<b>3.844</b>	<b>1.818</b>
<b>Utile per azione semplice</b>	(ammontari in € per azione)	<b>1,06</b>	<b>0,50</b>
<b>Utile per azione diluito</b>	(ammontari in € per azione)	<b>1,06</b>	<b>0,50</b>
<b>Utile netto di competenza Eni - Continuing operations</b>	(€ milioni)	<b>3.700</b>	<b>1.818</b>
<b>Utile per azione semplice</b>	(ammontari in € per azione)	<b>1,02</b>	<b>0,50</b>
<b>Utile per azione diluito</b>	(ammontari in € per azione)	<b>1,02</b>	<b>0,50</b>
<b>Utile netto di competenza Eni - Discontinued operations</b>	(€ milioni)	<b>144</b>	
<b>Utile per azione semplice</b>	(ammontari in € per azione)	<b>0,04</b>	
<b>Utile per azione diluito</b>	(ammontari in € per azione)	<b>0,04</b>	

(1) Comprende l'aliquota addizionale di 5,5 punti percentuali sul reddito imponibile delle imprese del settore energia (imprese che hanno come attività principale la produzione e commercializzazione di idrocarburi ed energia elettrica, nonché un fatturato superiore a €25 milioni) con effetto dal 1° gennaio 2008 e l'ulteriore incremento di 1 punto percentuale stabilito con effetto 1° gennaio 2009 come previsto dal Decreto Legge n. 112/2008 (convertito in Legge n. 133/2008) e 4 punti percentuali con effetto 1° gennaio 2011 come previsto dal Decreto Legge n. 138/2011 (convertito in Legge n. 148/2011) con l'estensione dell'ambito di applicazione alle società operanti nel settore delle energie rinnovabili e delle infrastrutture energetiche.

## 32 Informazioni per settore di attività

(€ milioni)	ALTRE ATTIVITÀ									DISCONTINUED OPERATIONS			
	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Utili interni	Totale	Snam	Elisioni infragruppo	Continuing operations
<b>I semestre 2012</b>													
Ricavi netti della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	17.896	19.993	29.501	3.241	6.013	664	1.791	61	(171)				
a dedurre: ricavi infrasettori	(10.087)	(1.167)	(1.535)	(182)	(405)	(602)	(938)	(17)					
Ricavi da terzi	7.809	18.826	27.966	3.059	5.608	62	853	44	(171)	64.056	(853)		63.203
Risultato operativo	9.552	(641)	(674)	(229)	745	(185)	1.076	(145)	421	9.920	(1.076)	496	9.340
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	37	273	12	1	17	96	13	36		485	(13)		472
Ammortamenti e svalutazioni	3.918	1.054	358	51	337	33	284	2	(12)	6.025	(284)		5.741
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	112	180	26		22		23	2		365	(23)		342
Attività direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	59.105	17.303	14.265	3.362	14.422	823	18.568	460	(468)	127.840			
Attività non direttamente attribuibili										22.835			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.462	2.132	873	36	164	842	375	36		6.920	(375)		6.545
Passività direttamente attribuibili <sup>(c)</sup>	14.387	7.598	6.238	696	5.378	1.462	2.624	2.990	116	41.489			
Passività non direttamente attribuibili										45.672			
Investimenti in attività materiali e immateriali	4.455	85	290	66	546	54	493	8	143	6.140			
<b>I semestre 2013</b>													
Ricavi netti della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	15.618	17.362	29.728	3.063	4.999	680		48	(27)				
a dedurre: ricavi infrasettori	(8.718)	(644)	(1.579)	(150)	(459)	(622)		(23)					
Ricavi da terzi	6.900	16.718	28.149	2.913	4.540	58		25	(27)	59.276			59.276
Risultato operativo	7.436	(559)	(557)	(278)	(478)	(154)		(193)	76	5.293			5.293
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	34	(57)	19	7	87	30		61	(9)	172			172
Ammortamenti e svalutazioni	3.851	161	192	48	356	30		2	(13)	4.627			4.627
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	78	86	15	(1)	11	7		7		203			203
Attività direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	60.628	18.482	14.765	3.311	14.584	1.019		299	(683)	112.405			
Attività non direttamente attribuibili										25.180			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.216	1.639	301	127	185	14		36		4.518			
Passività direttamente attribuibili <sup>(c)</sup>	15.807	8.899	6.216	678	5.807	1.472		2.817	(13)	41.683			
Passività non direttamente attribuibili										34.057			
Investimenti in attività materiali e immateriali	4.893	85	210	111	490	107		5	30	5.931			

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Gli oneri ambientali sostenuti da Eni SpA per effetto delle garanzie intersocietarie verso Syndial sono riportati ai fini della segment information nelle "Altre attività".

I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

### 33 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

- (a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese a controllo congiunto, con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, come meglio specificato nel proseguo;
- (b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel proseguo;
- (c) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, a eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

Le imprese a controllo congiunto, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 30 giugno 2013" che si considera parte integrante delle presenti note.



## Rapporti commerciali e diversi

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa è la seguente:

[€ milioni]

Denominazione	31.12.2012			I semestre 2012						Altri proventi (oneri) diversi operativi
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
<b>Continuing operations</b>										
<b>Imprese a controllo congiunto e collegate</b>										
Agiba Petroleum Co	3	67			47					
Azienda Energia e Servizi Torino SpA					60					
Blue Stream Pipeline Co BV	3	11			83					
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co.KG	9						44			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	66	19	6.122		1			5		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	51	51			2			8		
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	60						116			
Gaz de Bordeaux SAS							55			
GreenStream BV	9	21			68			1		
InAgip doo	54	10			8			1		
Karachaganak Petroleum Operating BV	28	56		655	114	1		2		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	54	1						4		
Mellitah Oil & Gas BV	7	47			76			4		
Petrobrel Belayim Petroleum Co	31	328			286		1	49		
Raffineria di Milazzo ScpA	20	9			322		192	5		
Saipon Snc	112		42					1		
Unión Fenosa Gas SA	2	3	57				23			
Altre <sup>(*)</sup>	174	85	51	84	101		139	37	7	
	<b>683</b>	<b>708</b>	<b>6.272</b>	<b>739</b>	<b>1.168</b>	<b>1</b>	<b>570</b>	<b>117</b>	<b>7</b>	
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co BV	236	172			290			483	2	
Eni BTC Ltd			154							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF SpA (in liquidazione)	54	3							5	
Altre <sup>(*)</sup>	14	59	6	4	24	1	13	5	5	
	<b>304</b>	<b>234</b>	<b>160</b>	<b>4</b>	<b>314</b>	<b>1</b>	<b>13</b>	<b>488</b>	<b>12</b>	
	<b>987</b>	<b>942</b>	<b>6.432</b>	<b>743</b>	<b>1.482</b>	<b>2</b>	<b>583</b>	<b>605</b>	<b>19</b>	
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>										
Gruppo Enel	16	8		3	225		43	48		
Gruppo Finmeccanica	30	50		6	19		12			
Gruppo Snam	182	482	46							
GSE - Gestore Servizi Energetici	86	66		344		12	412	5		
Gruppo Terna	47	61		70	53	6	45	31	7	8
Altre imprese a controllo statale <sup>(*)</sup>	42	28			19	12	51			
	<b>403</b>	<b>695</b>	<b>46</b>	<b>423</b>	<b>316</b>	<b>30</b>	<b>563</b>	<b>84</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
<b>Fondi pensione</b>		<b>1</b>			<b>11</b>					
	<b>1.390</b>	<b>1.638</b>	<b>6.478</b>	<b>1.166</b>	<b>1.809</b>	<b>32</b>	<b>1.146</b>	<b>689</b>	<b>26</b>	<b>8</b>
<b>Discontinued operations</b>										
<b>Imprese a controllo congiunto e collegate</b>										
Altre <sup>(*)</sup>								2		
								<b>2</b>		
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>										
Gruppo Enel					85			211		
Altre imprese a controllo statale <sup>(*)</sup>					1					
					<b>86</b>			<b>211</b>		
					<b>86</b>			<b>213</b>		
<b>Totale</b>	<b>1.390</b>	<b>1.638</b>	<b>6.478</b>	<b>1.166</b>	<b>1.895</b>	<b>32</b>	<b>1.146</b>	<b>902</b>	<b>26</b>	<b>8</b>

(\*) Per rapporti di importo unitario inferiore a €50 milioni.

[€ milioni]

Denominazione	30.06.2013			I semestre 2013						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Costi Servizi	Altro	Beni	Ricavi Servizi	Altro	Altri proventi (oneri) diversi operativi
<b>Continuing operations</b>										
<b>Imprese a controllo congiunto e collegate</b>										
Agiba Petroleum Co	3	37			55					
Blue Stream Pipeline Co BV		8			54					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	61	19	6.122		3			15		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	48	82			29			71		
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	7						196			
GreenStream BV	7	23			65			1		
InAgip doo	51	12		2	14					
Karachaganak Petroleum Operating BV	30	221		571	127	7		7		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	52	4			1			4		
Mellitah Oil & Gas BV	7	11		9	65			1		
Petrobel Belajim Petroleum Co	28	225			275			14		
Petromar Lda	71	14	44		5			30		
PetroSucre SA	54							1		
Raffineria di Milazzo ScpA	25	17			165	3	104	3		
Saipon Snc	86		42							
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	20						129			
Unión Fenosa Gas SA	5	6	57		16		16			
Altre <sup>(*)</sup>	122	69	6	46	121	3	99	21	3	
	<b>677</b>	<b>748</b>	<b>6.271</b>	<b>628</b>	<b>995</b>	<b>13</b>	<b>544</b>	<b>168</b>	<b>3</b>	
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	193	164			254	21		357	2	
Eni BTC Ltd			155							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF SpA (in liquidazione)	54	1	4					1		
Nigerian Agip CPFA Ltd		52								
Altre <sup>(*)</sup>	12	16	3	2	21		7	1	3	
	<b>259</b>	<b>233</b>	<b>162</b>	<b>2</b>	<b>275</b>	<b>21</b>	<b>7</b>	<b>359</b>	<b>5</b>	
	<b>936</b>	<b>981</b>	<b>6.433</b>	<b>630</b>	<b>1.270</b>	<b>34</b>	<b>551</b>	<b>527</b>	<b>8</b>	
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>										
Gruppo Enel	90	23		3	418		10	65		(1)
Gruppo Snam	264	357	16	48	1.102		385	138		
GSE - Gestore Servizi Energetici	134	171		430		33	186	11	1	
Gruppo Terna	60	63		60	71	9	65	24	1	11
Altre imprese a controllo statale <sup>(*)</sup>	53	79		4	53		28	2		
	<b>601</b>	<b>693</b>	<b>16</b>	<b>545</b>	<b>1.644</b>	<b>42</b>	<b>674</b>	<b>240</b>	<b>2</b>	<b>10</b>
<b>Fondi pensione e fondazioni</b>		<b>1</b>			<b>2</b>	<b>17</b>				
<b>Totale</b>	<b>1.537</b>	<b>1.675</b>	<b>6.449</b>	<b>1.175</b>	<b>2.916</b>	<b>93</b>	<b>1.225</b>	<b>767</b>	<b>10</b>	<b>10</b>

(\*) Per rapporti di importo unitario inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la vendita di gas naturale alla società EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero e la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belajim Petroleum Co e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi e alla Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, la fornitura di servizi da parte del settore Ingegneria & Costruzioni; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- i compensi del servizio di lavorazione greggi corrisposto alla collegata Raffineria di Milazzo ScpA definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti e la fornitura di prodotti petroliferi sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento, analogamente alla prassi seguita nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Blue Stream Pipeline Co BV e GreenStream BV;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del consorzio CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno, nonché il rilascio di garanzie per la buona esecuzione dei lavori;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Verona da parte del consorzio CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due;
- i rapporti verso la InAgip doo si riferiscono alla rideterminazione delle quote di partecipazione in un giacimento minerario situato nell'offshore adriatico;
- la garanzia rilasciata nell'interesse di Saipon Snc per l'impegno a garantire la buona esecuzione della progettazione e dei lavori;

- la fornitura di servizi di progettazione, di costruzione e di assistenza tecnica alle società KWANDA - Suporte Logistico Lda e Petromar Lda;
- i crediti verso la PetroSucre SA per dividendi deliberati e non incassati;
- la garanzia di performance rilasciata nell'interesse della società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa e la vendita di GNL;
- la fornitura di gas alla società Unión Fenosa Gas Comercializadora SA;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF SpA (in liquidazione);
- il debito verso la società Nigerian Agip CPFA Ltd per la contribuzione al fondo pensione delle società nigeriane.

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- la vendita di olio combustibile, la compravendita di energia elettrica, l'acquisto di servizi di trasporto di energia elettrica e il fair value degli strumenti finanziari derivati con il gruppo Enel;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas, servizi di stoccaggio, servizi di distribuzione e vettoriamento dal gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- la fornitura di gas al gruppo Snam sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la compravendita di energia elettrica e di certificati verdi con GSE - Gestore Servizi Energetici;
- la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale e il fair value degli strumenti finanziari derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con il gruppo Terna.

I rapporti verso i fondi pensione e le fondazioni riguardano:

- i costi per contributi versati ai fondi pensione per €7 milioni;
- i contributi erogati alle fondazioni Eni Foundation e Fondazione Enrico Mattei rispettivamente per €10 milioni e €2 milioni.

## Rapporti di natura finanziaria

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria è la seguente:

[€ milioni]

Denominazione	31.12.2012			I semestre 2012	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
<b>Continuing operations</b>					
<b>Imprese a controllo congiunto e collegate</b>					
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	94				1
Blue Stream Pipeline Co BV		291	657	1	2
CARDÓN IV SA	80				
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			84		
GreenStream BV	453				14
Raffineria di Milazzo ScpA	40		75		1
Société Centrale Electrique du Congo SA	92				
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	82				3
Altre <sup>(*)</sup>	94	63	12	1	
	<b>935</b>	<b>354</b>	<b>828</b>	<b>2</b>	<b>21</b>
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>					
Altre <sup>(*)</sup>	58	49	1		1
	<b>58</b>	<b>49</b>	<b>1</b>		<b>1</b>
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>					
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	883				
Gruppo Snam	141				
	<b>1.024</b>				
<b>Totale</b>	<b>2.017</b>	<b>403</b>	<b>829</b>	<b>2</b>	<b>22</b>

(\*) Per rapporti di importo unitario inferiore a €50 milioni.

[€ milioni]

Denominazione	30.06.2013			I semestre 2013	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
<b>Continuing operations</b>					
<b>Imprese a controllo congiunto e collegate</b>					
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	90				
Blue Stream Pipeline Co BV		296	662	1	
CARDÓN IV SA	133				4
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			158		
GreenStream BV	437	1			13
Raffineria di Milazzo ScpA	60		68		1
Société Centrale Electrique du Congo SA	92		5		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	66				1
Unión Fenosa Gas SA		138			
Altre <sup>(*)</sup>	88	38		55	4
	<b>966</b>	<b>473</b>	<b>893</b>	<b>56</b>	<b>23</b>
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>					
Altre <sup>(*)</sup>	63	61	1		1
	<b>63</b>	<b>61</b>	<b>1</b>		<b>1</b>
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>					
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti					3
					<b>3</b>
<b>Totale</b>	<b>1.029</b>	<b>534</b>	<b>894</b>	<b>56</b>	<b>27</b>

(\*) Per rapporti di importo unitario inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- le garanzie per affidamenti bancari rilasciati nell'interesse delle società Blue Stream Pipeline Co BV, CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due e Raffineria di Milazzo ScpA;
- il finanziamento concesso a Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH per investimenti su impianti di raffinazione, a CARDÓN IV SA per le attività di esplorazione e sviluppo di un giacimento minerario e alla Société Centrale Electricque du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo;
- il finanziamento per la realizzazione della rete di trasporto del gas naturale concessi alla GreenStream BV e alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd;
- il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo per Blue Stream Pipeline Co BV e per Unión Fenosa Gas SA;
- i proventi verso il gruppo Cassa Depositi e Prestiti riguardano gli interessi sul credito residuo relativo al saldo per la cessione del 30% meno una azione di Snam SpA.

#### **Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari**

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	31.12.2012			30.06.2013		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Crediti commerciali e altri crediti	28.747	2.714	9,44	28.679	1.873	6,53
Altre attività correnti	1.624	8	0,49	1.391	61	4,39
Altre attività finanziarie	1.229	642	52,24	1.132	591	52,21
Altre attività non correnti	4.400	43	0,98	3.841	41	1,07
Passività finanziarie a breve termine	2.223	403	18,13	2.904	534	18,39
Debiti commerciali e altri debiti	23.581	1.616	6,85	22.343	1.641	7,34
Altre passività correnti	1.437	6	0,42	1.221	13	1,06
Altre passività non correnti	1.977	16	0,81	1.941	21	1,08

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	I semestre 2012			I semestre 2013		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
<b>Continuing operations</b>						
Ricavi della gestione caratteristica	63.203	1.835	2,90	59.276	1.992	3,36
Altri ricavi e proventi	751	26	3,46	370	10	2,70
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	46.249	2.996	6,48	47.149	4.177	8,86
Costo lavoro	2.252	11	0,49	2.567	7	0,27
Altri proventi (oneri) operativi	[372]	8	..	[10]	10	..
Proventi finanziari	6.210	22	0,35	3.227	27	0,84
Oneri finanziari	6.651	2	0,03	3.809	56	1,47
<b>Discontinued operations</b>						
Totale ricavi	1.311	213	16,25			
Costi operativi	731	86	11,76			

Le operazioni con parti correlate fanno parte dell'ordinaria gestione, sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	I semestre 2012	I semestre 2013
Ricavi e proventi	1.861	2.002
Costi e oneri	(2.436)	(3.666)
Altri proventi (oneri) operativi	8	10
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(291)	35
Interessi	20	(29)
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations</b>	<b>(838)</b>	<b>(1.648)</b>
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations</b>	<b>126</b>	
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>(712)</b>	<b>(1.648)</b>
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(571)	(518)
Variazione debiti/crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(117)	(150)
Variazione crediti finanziari	22	994
<b>Flusso di cassa netto da attività di investimento</b>	<b>(666)</b>	<b>326</b>
Variazione debiti finanziari	17	128
<b>Flusso di cassa netto da attività di finanziamento</b>	<b>17</b>	<b>128</b>
<b>Totale flussi finanziari verso entità correlate</b>	<b>(1.361)</b>	<b>(1.194)</b>

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	I semestre 2012			I semestre 2013		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Flusso di cassa da attività operativa	8.422	(712)	..	4.752	(1.648)	..
Flusso di cassa da attività di investimento	(6.582)	(666)	10,12	(2.652)	326	..
Flusso di cassa da attività di finanziamento	1.297	17	1,31	(1.981)	128	..

### 34 Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Nel primo semestre 2012 e 2013 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

### 35 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel primo semestre 2012 e 2013 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

### 36 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

Nel luglio 2013, Eni e China National Petroleum Corporation (CNPC) hanno concluso l'operazione di cessione della partecipazione del 28,57% nella società Eni East Africa, titolare del 70% dei diritti minerari nell'Area 4 nell'offshore del Mozambico, per il corrispettivo di \$4.210 milioni, integrato per i conguagli contrattuali previsti fino alla data di closing. CNPC, attraverso la partecipazione in Eni East Africa, acquisisce indirettamente una quota del 20% nell'Area 4, mentre Eni, attraverso la partecipazione in Eni East Africa, rimane proprietaria del 50%. L'entrata di CNPC nell'Area 4 ha valenza strategica per il progetto in considerazione della rilevanza del nuovo partner nei settori upstream e downstream a livello mondiale. Proseguono inoltre le attività previste del Joint Study Agreement finalizzato allo sviluppo del promettente blocco a shale gas situato nel Sichuan Basin in Cina.

# Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Paolo Scaroni e Massimo Mondazzi in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
  - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
  - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2013, nel corso del primo semestre 2013.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2013 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale. Ai fini della presente attestazione si è tenuto conto di quanto rappresentato a pag. 69, paragrafo "Altre Informazioni" relativamente a Saipem, consolidata in quanto controllata nella presente relazione finanziaria semestrale.
3. Si attesta, inoltre, che:
  - 3.1 Il bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2013:
    - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
    - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
    - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
  - 3.2 La relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

31 luglio 2013

/firma/ Paolo Scaroni

Paolo Scaroni

Amministratore Delegato

/firma/ Massimo Mondazzi

Massimo Mondazzi

Chief Financial Officer

# Relazione della Società di revisione



Reconta Ernst & Young S.p.A. Tel: +39 06 324751  
Via Po, 32 Fax: +39 06 32475504  
00198 Roma ey.com

## Relazione della società di revisione sulla revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato

Agli Azionisti della  
Eni S.p.A.

1. Abbiamo effettuato la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato della Eni S.p.A. e sue controllate (Gruppo Eni) al 30 giugno 2013, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea compete agli Amministratori della Eni S.p.A.. E' nostra la responsabilità della redazione della presente relazione in base alla revisione contabile limitata svolta.
2. Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata è consistita principalmente nella raccolta di informazioni sulle poste del bilancio consolidato semestrale abbreviato e sull'omogeneità dei criteri di valutazione, tramite colloqui con la direzione della società, e nello svolgimento di analisi di bilancio sui dati contenuti nel predetto bilancio consolidato. La revisione contabile limitata ha escluso procedure di revisione quali sondaggi di conformità e verifiche o procedure di validità delle attività e delle passività ed ha comportato un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione. Di conseguenza, diversamente da quanto effettuato sul bilancio consolidato di fine esercizio, non esprimiamo un giudizio professionale di revisione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.  
  
Il bilancio consolidato semestrale abbreviato presenta ai fini comparativi i dati dell'esercizio precedente e del semestre dell'anno precedente, alcuni dei quali, come illustrato nelle note esplicative, sono stati riesposti dagli Amministratori in seguito all'applicazione retroattiva dell'emendamento allo IAS 19, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati rispettivamente a revisione contabile e a revisione contabile limitata, sui quali avevamo emesso le nostre relazioni in data 8 aprile 2013 e in data 3 agosto 2012. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note esplicative sono state da noi esaminate ai fini dell'emissione della presente relazione.
3. Sulla base di quanto svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Eni al 30 giugno 2013 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Roma, 2 agosto 2013

Reconta Ernst & Young S.p.A.

  
Massimo Antonelli  
(Socio)

Reconta Ernst & Young S.p.A.  
Sede Legale: 00198 Roma - Via Po, 32  
Capitale Sociale € 1.452.500.000 i.v.  
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma  
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000664  
P.IVA 02912310003  
Iscritta all'Albo Revisori Contabili al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1995  
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione  
Consob al progressivo n. 2 delibera n. 10631 del 16/7/1987

A member firm of Ernst & Young Global Limited



Allegati



## Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 30 giugno 2013

### Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 30 giugno 2013

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e dall'art. 126 della Deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni e della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate e collegate di Eni SpA al 30 giugno 2013, nonché delle partecipazioni rilevanti. Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito di ciascun settore di attività, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per

ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione. In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 30 giugno 2013 le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Controllate			Collegate			Altre partecipazioni rilevanti <sup>(a)</sup>		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
<b>Imprese consolidate</b>	<b>41</b>	<b>215</b>	<b>256</b>						
<b>Partecipazioni di imprese consolidate<sup>(b)</sup></b>									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	11	37	48	30	84	114			
Valutate con il metodo del costo	5	8	13	6	26	32	6	25	31
Valutate con il metodo del fair value							1	1	2
	<b>16</b>	<b>45</b>	<b>61</b>	<b>36</b>	<b>110</b>	<b>146</b>	<b>7</b>	<b>26</b>	<b>33</b>
<b>Partecipazioni di imprese non consolidate</b>									
Possedute da imprese controllate		2	2						
Possedute da imprese a controllo congiunto					22	22			
		<b>2</b>	<b>2</b>		<b>22</b>	<b>22</b>			
<b>Totale imprese</b>	<b>57</b>	<b>262</b>	<b>319</b>	<b>36</b>	<b>132</b>	<b>168</b>	<b>7</b>	<b>26</b>	<b>33</b>

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate e collegate superiori al 2% o al 10% del capitale, rispettivamente se quotate o non quotate.

(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative e le imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi.

### Società controllate e collegate residenti in Stati o territori a regime fiscale privilegiato

In attesa della pubblicazione del Decreto che individuerà gli Stati o territori che consentono un adeguato scambio di informazioni e nei quali il livello di tassazione non è sensibilmente inferiore a quello applicato in Italia, attualmente gli Stati o territori aventi un regime fiscale privilegiato sono quelli individuati dal decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze 21 novembre 2001 (Decreto) che elenca quelli il cui regime fiscale è considerato privilegiato: (i) in via generale e senza alcuna distinzione, all'art. 1; (ii) con l'esclusione di individuate fattispecie, all'art. 2; (iii) limitatamente ad alcuni regimi particolari, all'art. 3. Al 30 giugno 2013 Eni controlla 12 società residenti o con filiali (1) in Stati o territori a regime fiscale privilegiato individuati dal Decreto, relativamente alle quali tali regimi risultano applicabili. Di queste 12 società, 7 sono soggette ad imposizione in Italia perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni, 1 è soggetta ad imposizione in Italia salvo accoglimento dell'istanza di interpello disapplicativo. Le restanti 4 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma solo a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate in considerazione al livello di tassazione cui sono sottoposte oppure all'effettività delle attività industriali e commerciali svolte.

Delle 12 società, 9 rivengono dalle acquisizioni della Lasmo Plc, del-

la Bouygues Offshore SA, delle attività congolese della Maurel & Prom e della Burren Energy Plc. Eni controlla inoltre 23 società residenti in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto che non si avvalgono dei regimi privilegiati ivi previsti. Nessuna società controllata residente o localizzata nei Paesi individuati dal Decreto ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2012 sono stati oggetto di revisione contabile da parte della Ernst & Young. Al 30 giugno 2013 Eni detiene inoltre, direttamente o indirettamente, partecipazioni non inferiori al 20% agli utili in 9 società residenti o localizzate in Stati o territori a regime fiscale privilegiato individuati dal Decreto, di cui 3 sono soggette a imposizione in Italia perché beneficiano di tali regimi, 1 non è soggetta ad imposizione in Italia, ma solo a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate, in considerazione dell'effettività dell'attività industriale e commerciale svolta. Le restanti 5 società non sono soggette a imposizione in Italia perché, benché siano residenti o localizzate in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto, non si avvalgono dei regimi privilegiati ivi previsti. Nei successivi elenchi delle imprese controllate e collegate, le società residenti in Stati o territori di cui al Decreto sono contrassegnate da un richiamo alla nota a piè pagina dove viene indicato il riferimento agli articoli del Decreto e il trattamento fiscale in Italia del reddito della società.

## Impresa consolidante

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup>
Eni SpA <sup>(#)</sup>	Roma	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA Ministero dell'Economia e delle Finanze Eni SpA Altri Soci	25,76 4,34 0,31 69,59	100,00	C.I.

## Imprese controllate

## Exploration &amp; Production

## In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup>
Eni Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	20.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni East Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	20.000.000	Eni SpA Soc. Ionica Gas SpA	71,43 28,57	100,00	C.I.
Eni Medio Oriente SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	6.655.992	Eni SpA	100,00		P.N.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambico SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	6.841.517	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni West Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	10.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Zubair SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
leoc SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	18.331.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Adriatica Idrocarburi SpA	San Giovanni Teatino (CH)	EUR	14.738.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Ionica Gas SpA	San Giovanni Teatino (CH)	EUR	11.452.500	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	37.980.800	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.
Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA	Venezia Marghera (VE)	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

[\*] C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

[#] Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

## All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup>
<b>Agip Caspian Sea BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd</b>	Abuja (Nigeria)	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
<b>Agip Karachaganak BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	52.500	Agip Caspian Sea BV	100,00		Co.
<b>Agip Oil Ecuador BV<sup>(1)</sup></b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
<b>Burren (Cyprus) Holdings Ltd</b>	Nicosia (Cipro)	EUR	1.710	Burren En. (Berm) Ltd	100,00		Co.
<b>Burren Energy (Bermuda) Ltd<sup>(11)</sup></b>	Hamilton (Bermuda)	USD	62.342.955	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
<b>Burren Energy Congo Ltd<sup>(9)</sup></b>	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	USD	50.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Burren Energy (Egypt) Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
<b>Burren Energy India Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
<b>Burren Energy Ltd</b>	Nicosia (Cipro)	EUR	1.710	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Burren Energy Plc</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
<b>Burren Energy (Services) Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
<b>Burren Energy Ship Management Ltd</b>	Nicosia (Cipro)	EUR	1.710	Burren (Cyp) Hold. Ltd	100,00		
<b>Burren Energy Shipping and Transportation Ltd</b>	Nicosia (Cipro)	EUR	3.420	Burren (Cyp) Hold. Ltd Burren En. (Berm) Ltd	50,00 50,00		Co.
<b>Burren Resources Petroleum Ltd<sup>(9)</sup></b>	Hamilton (Bermuda)	USD	20.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Burren Shakti Ltd<sup>(8)</sup></b>	Hamilton (Bermuda)	USD	65.300.000	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni AEP Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	73.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Algeria Exploration BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Algeria Ltd Sàrl<sup>(10)</sup></b>	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Algeria Production BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Ambalat Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(1) La società ha una filiale in Ecuador che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

(11) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo sarà soggetto a tassazione in Italia salvo l'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni America Ltd	Wilmington (USA)	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV <sup>(2)</sup>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV <sup>(2)</sup>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	24.136.336	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00		P.N.
Eni Arguni I Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni BBI Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni BB Petroleum Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	34.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Bulungan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	USD	1.453.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	USD	2.210.728	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	USD	17.000.000	Eni E&P Holding BV Eni International BV Eni Int. NA NV Sàrl	99,99 [..] [..]	100,00	C.I.
Eni Croatia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Cyprus Ltd	Nicosia (Cipro)	EUR	2.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Daci3n BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni East Sepinggan Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Engineering E&P Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	40.000.001	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Exploration & Production Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	29.832.777,120	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(2) La societ  ha una filiale in Angola che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Eni Forties Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	11.000	Eni UKCS Ltd	100,00		P.N.
<b>Eni Gabon SA</b>	Libreville (Gabon)	XAF	7.400.000.000	Eni International BV Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.
<b>Eni Ganal Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Gas &amp; Power LNG Australia BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Ghana Exploration and Production Ltd</b>	Accra (Ghana)	GHS	21.412.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Hewett Ltd</b>	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni India Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	44.000.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Indonesia Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni International NA NV Sàrl<sup>(10)</sup></b>	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni International Resources Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
<b>Eni Investments Plc</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
<b>Eni Iran BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Iraq BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Ireland BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni JPDA 03-13 Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni JPDA 06-105 Pty Ltd</b>	Perth (Australia)	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni JPDA 11-106 BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	50.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Kenya BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Krueng Mane Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Lasmo Plc</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	337.638.724,250	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
<b>Eni Liberia BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni LNS Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	80.400.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Mali BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Marketing Inc</b>	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Middle East BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Middle East Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	5.000.002	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Eni MOG Ltd</b> (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	220.711.147,500	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
<b>Eni Mozambique LNG Holding BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
<b>Eni Muara Bakau BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Myanmar BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
<b>Eni Norge AS</b>	Forus (Norvegia)	NOK	278.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni North Africa BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni North Ganai Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Oil &amp; Gas Inc</b>	Wilmington (USA)	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Oil Algeria Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Oil do Brasil SA</b>	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	1.579.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		P.N.
<b>Eni Oil Holdings BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Pakistan Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl<sup>(10)</sup></b>	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Papalang Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Petroleum Co Inc</b>	Wilmington (USA)	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
<b>Eni Petroleum US Lic</b>	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni PNG Ltd</b>	Port Moresby (Papua Nuova Guinea)	PGK	15.400.274	Eni International BV	100,00		P.N.
<b>Eni Polska spółka z ograniczona odpowiedzialnoscia</b>	Varsavia (Polonia)	PLN	3.600.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Popodi Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Rapak Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni RD Congo SPRL</b>	Kinshasa (Repubblica democratica del Congo)	CDF	10.000.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
<b>Eni South China Sea Ltd Sàrl<sup>(10)</sup></b>	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
<b>Eni South Salawati Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni TNS Ltd</b>	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Togo BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Transportation Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	5.001.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Eni Trinidad and Tobago Ltd</b>	Port of Spain (Trinidad & Tobago)	TTD	1.181.880	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Tunisia BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Uganda Ltd</b>	Kampala (Uganda)	UGX	1.000.000	Eni International BV Eni E&P Holding BV	99,90 0,10		P.N.
<b>Eni UHL Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni UKCS Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni UK Holding Plc</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
<b>Eni UK Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Ukraine Deep Waters BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Ukraine Hold.BV	100,00		P.N.
<b>Eni Ukraine Holdings BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Ukraine Llc</b>	Kiev (Ucraina)	UAH	42.004.757,640	Eni Ukraine Hold. BV Eni International BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
<b>Eni Ukraine Shallow Waters BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni Ukraine Hold. BV	100,00		P.N.
<b>Eni ULT Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	93.215.492,250	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni ULX Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni USA Gas Marketing Llc</b>	Wilmington (USA)	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni USA Inc</b>	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni US Operating Co Inc</b>	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Venezuela BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Ventures Plc</b> (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	278.050.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		Co.
<b>Eni Vietnam BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Western Asia BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
<b>Eni West Timor Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Yemen Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
<b>Eurl Eni Algeria</b>	Algeri (Algeria)	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sàrl	100,00		P.N.
<b>First Calgary Petroleums LP</b>	Wilmington (USA)	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co ULC	99,90 0,10	100,00	C.I.
<b>First Calgary Petroleums Partner Co ULC</b>	Calgary (Canada)	CAD	10	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.



Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup>
<b>Hindustan Oil Exploration Co Ltd</b>	Vadodara (India)	INR	1.304.932.890	Burren Shakti Ltd Eni UK Holding Plc Burren En. India Ltd Soci Terzi	27,16 20,01 0,01 52,82	47,18	C.I.
<b>HOEC Bardahl India Ltd</b>	Vadodara (India)	INR	5.000.200	Hindus. Oil E. Co Ltd	100,00		P.N.
<b>leoc Exploration BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>leoc Production BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Lasmo Sanga Sanga Ltd<sup>(9)</sup></b>	Hamilton (Bermuda)	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
<b>Nigerian Agip CPFA Ltd</b>	Lagos (Nigeria)	NGN	1.262.500	NAOC Ltd Agip En Nat Res. Ltd Nigerian Agip E. Ltd	98,02 0,99 0,99		Co.
<b>Nigerian Agip Exploration Ltd</b>	Abuja (Nigeria)	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
<b>Nigerian Agip Oil Co Ltd</b>	Abuja (Nigeria)	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
<b>OOO "Eni Energhia"</b>	Mosca (Federazione Russa)	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
<b>Tecnomare Egypt Ltd</b>	Il Cairo (Egitto)	EGP	50.000	Tecnomare SpA Soc. Ionica Gas SpA	99,00 1,00		P.N.
<b>Zetah Congo Ltd<sup>(8)</sup></b>	Nassau (Bahamas)	USD	300	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
<b>Zetah Kouilou Ltd<sup>(8)</sup></b>	Nassau (Bahamas)	USD	2.000	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	54,50 37,00 8,50		Co.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

## Gas & Power

### In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup>
<b>ASA Trade SpA</b>	Livorno	EUR	706.518	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Gas Transport Services Srl</b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
<b>EniPower Mantova SpA</b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	86,50	C.I.
<b>EniPower SpA</b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>LNG Shipping SpA</b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>Servizi Fondo Bombole Metano SpA</b>	Roma	EUR	13.580.000,200	Eni SpA	100,00		Co.
<b>Società EniPower Ferrara Srl</b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	170.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
<b>Trans Tunisian Pipeline Co SpA</b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

## All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup>
<b>Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana</b>	Lubiana (Slovenia)	EUR	12.956.935	Eni SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
<b>Distrigas LNG Shipping SA</b>	Bruxelles (Belgio)	EUR	788.579,550	Eni Gas & Power NV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni G&amp;P France BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni G&amp;P Trading BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Gas &amp; Power España SA</b>	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
<b>Eni Gas &amp; Power France SA</b>	Levallois Perret (Francia)	EUR	29.937.600	Eni G&P France BV Soci Terzi	99,80 0,20	99,80	C.I.
<b>Eni Gas &amp; Power GmbH</b>	Düsseldorf (Germania)	EUR	1.025.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Gas &amp; Power NV</b>	Bruxelles (Belgio)	EUR	413.248.823,140	Eni SpA Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
<b>Eni Gas Transport Services SA<sup>(10)</sup></b> (in liquidazione)	Lugano (Svizzera)	CHF	100.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Power Generation NV</b>	Bruxelles (Belgio)	EUR	5.161.500	Eni SpA Eni Gas & Power NV	99,99 (..)	100,00	C.I.
<b>Eni Wind Belgium NV</b>	Bruxelles (Belgio)	EUR	333.000	Eni Gas & Power NV Eni International BV	99,70 0,30	100,00	C.I.
<b>Finpipe GIE</b>	Bruxelles (Belgio)	EUR	25.151.277,020	Eni Gas & Power NV Soci Terzi	63,33 36,67	63,33	C.I.
<b>Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA</b>	Tunisi (Tunisia)	TND	99.000	Eni International BV Soci Terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
<b>Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA</b>	Tunisi (Tunisia)	TND	200.000	Eni International BV Eni Gas & Power GmbH Eni Gas & Power NV Trans Tunis. P. Co SpA	99,85 0,05 0,05 0,05	100,00	C.I.
<b>Tigáz Gepa Kft</b>	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	52.780.000	Tigáz Zrt	100,00		P.N.
<b>Tigáz-Dso Földgázelosztó kft</b>	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	125.314.470.000	Tigáz Zrt	100,00	97,01	C.I.
<b>Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság</b>	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	17.000.000.000	Eni SpA Tigáz Zrt Eni Adfin SpA Soci Terzi	96,85 <sup>(a)</sup> 0,16 (..) 2,98	97,01	C.I.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

(a) Quota di Controllo:

Eni SpA	97,01
Eni Adfin SpA	(..)
Soci Terzi	2,98

## Refining & Marketing

### In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Consorzio AgipGas Sabina</b>	Cittaducale (RI)	EUR	5.160	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	70,00 30,00		Co.
<b>Consorzio Condeco Santapalomba</b> (in liquidazione)	Pomezia (RM)	EUR	125.507	Eni SpA Soci Terzi	92,66 7,34		P.N.
<b>Consorzio Movimentazioni Petroliere nel Porto di Livorno</b>	Stagno (LI)	EUR	1.000	Ecofuel SpA Costiero Gas L. SpA Soci Terzi	49,90 11,00 39,10		Co.
<b>Costiero Gas Livorno SpA</b>	Livorno	EUR	26.000.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	C.I.
<b>Ecofuel SpA</b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Fuel Centrosud SpA</b>	Roma	EUR	21.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Fuel Nord SpA</b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	9.670.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Rete oil&amp;nonoil SpA</b>	Roma	EUR	27.480.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Trading &amp; Shipping SpA</b>	Roma	EUR	60.036.650	Eni SpA Eni Gas & Power NV	94,73 5,27	100,00	C.I.
<b>Petrolig Srl</b>	Genova	EUR	104.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
<b>Petroven Srl</b>	Genova	EUR	156.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	68,00 32,00	68,00	C.I.
<b>Raffineria di Gela SpA</b>	Gela (CL)	EUR	15.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>SeaPad SpA</b>	Genova	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.

### All'estero

<b>Agip Lubricantes SA</b> (in liquidazione)	Buenos Aires (Argentina)	ARS	1.500.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	97,00 3,00		P.N.
<b>Eni Austria GmbH</b>	Vienna (Austria)	EUR	78.500.000	Eni International BV Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
<b>Eni Benelux BV</b>	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Česká Republika Sro</b>	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	1.511.913.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 [..]	100,00	C.I.
<b>Eni Deutschland GmbH</b>	Monaco di Baviera (Germania)	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	100,00	C.I.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup>
<b>Eni Ecuador SA<sup>(10)</sup></b>	Quito (Ecuador)	USD	103.142,080	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
<b>Eni France Sàrl</b>	Lione (Francia)	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Hungaria Zrt</b>	Budaörs (Ungheria)	HUF	15.441.600.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Iberia SLU</b>	Alcobendas (Spagna)	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Lubricants Trading (Shanghai) Co Ltd</b>	Shanghai (Cina)	EUR	5.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
<b>Eni Marketing Austria GmbH</b>	Vienna (Austria)	EUR	19.621.665,230	Eni Mineralöhl. GmbH Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
<b>Eni Mineralölhandel GmbH</b>	Vienna (Austria)	EUR	34.156.232,060	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Romania Srl</b>	Bucarest (Romania)	RON	23.876.310	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,00 1,00	100,00	C.I.
<b>Eni Schmiertechnik GmbH</b>	Wurzburg (Germania)	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Slovenija doo</b>	Lubiana (Slovenia)	EUR	3.795.528,290	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Slovensko Spol Sro</b>	Bratislava (Slovacchia)	EUR	36.845.251	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
<b>Eni Suisse SA<sup>(10)</sup></b>	Losanna (Svizzera)	CHF	102.500.000	Eni International BV Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
<b>Eni Trading &amp; Shipping BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	3.720.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Trading &amp; Shipping Inc</b>	New Castle (USA)	USD	36.000.000	ETS SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni USA R&amp;M Co Inc</b>	Wilmington (USA)	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
<b>Esacontrol SA<sup>(10)</sup></b>	Quito (Ecuador)	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
<b>Esain SA<sup>(10)</sup></b>	Quito (Ecuador)	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 (..)	100,00	C.I.
<b>Hotel Assets Ltd (in liquidazione)</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	44.005.000	Eni SpA	100,00		P.N.
<b>Oléoduc du Rhône SA<sup>(10)</sup></b>	Valais (Svizzera)	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
<b>OOO "Eni-Nefto"</b>	Mosca (Federazione Russa)	RUB	1.010.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,01 0,99		P.N.
<b>Tecnoesa SA<sup>(10)</sup></b>	Quito (Ecuador)	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 (..)		P.N.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

## Versalis

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Versalis SpA</b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	1.553.400.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

## In Italia

<b>Brindisi Servizi Generali Scarl</b>	Brindisi	EUR	1.549.060	Versalis SpA Syndial SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
<b>Consorzio Industriale Gas Naturale</b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	124.000	Versalis SpA Raff. di Gela SpA Eni SpA Syndial SpA Raff. Milazzo Scarl	53,55 18,74 15,37 0,76 11,58		P.N.
<b>Newco Tech SpA</b>	Novara	EUR	200.000	Versalis SpA Genomatica Inc	89,00 11,00		P.N.
<b>Ravenna Servizi Industriali ScpA</b>	Ravenna	EUR	5.597.400	Versalis SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	42,13 30,37 1,85 25,65		P.N.
<b>Servizi Porto Marghera Scarl</b>	Porto Marghera (VE)	EUR	8.751.500	Versalis SpA Syndial SpA Soci Terzi	48,13 38,14 13,73		P.N.

## All'estero

<b>Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkörűen Működő Részvénytársaság</b>	Budapest (Ungheria)	HUF	8.092.160.000	Versalis SpA Polimeri Europa GmbH Versalis International SA	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
<b>Eni Chemicals Trading (Shanghai) Co Ltd</b>	Shanghai (Cina)	USD	5.000.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>Kelvin Terminals Koelveen BV</b>	Al Terneuzen (Paesi Bassi)	EUR	36.000	Polimeri Eur. UK Ltd	100,00		P.N.
<b>Polimeri Europa Elastomeres France SA (in liquidazione)</b>	Champagnier (Francia)	EUR	13.011.904	Versalis SpA	100,00		P.N.
<b>Polimeri Europa France SAS</b>	Mardyck (Francia)	EUR	126.115.582,900	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>Polimeri Europa GmbH<sup>(12)</sup></b>	Eschborn (Germania)	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(12) La società ha una filiale in Svizzera che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Polimeri Europa Kimya Ürünleri Ticaret Ltd Sirketi</b>	Istanbul (Turchia)	TRY	20.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
<b>Polimeri Europa UK Ltd</b>	Hythe (Regno Unito)	GBP	4.004.040	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>Versalis International SA</b>	Bruxelles (Belgio)	EUR	11.042.724,880	Versalis SpA Polimeri France SAS	99,99 (..)	100,00	C.I.
<b>Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd</b>	Shanghai (Cina)	CNY	1.000.000	Eni Chem. Trad. Co Ltd	100,00	100,00	C.I.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

## Ingegneria & Costruzioni

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Saipem SpA<sup>(#)</sup></b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	441.410.900	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	42,91 <sup>(a)</sup> 0,45 56,64	43,12	C.I.

### In Italia

<b>Consorzio Sapro</b>	San Giovanni Teatino (CH)	EUR	10.329,140	Saipem SpA Soci Terzi	51,00 49,00		Co.
<b>Denuke Scarl</b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	10.000	Saipem SpA Soci Terzi	55,00 45,00	23,71	C.I.
<b>Servizi Energia Italia SpA</b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	291.000	Saipem SpA	100,00	43,12	C.I.
<b>SnamprogettiChiyoda SAS di Saipem SpA</b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	10.000	Saipem SpA Soci Terzi	99,90 0,10	43,07	C.I.

### All'estero

<b>Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda</b>	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	5.494.210	Saipem SpA Snamprog. Netherl. BV	99,00 1,00	43,12	C.I.
<b>Boscongo SA</b>	Pointe-Noire (Congo)	XAF	1.597.805.000	Saipem SA Soci Terzi	99,99 [.]	43,12	C.I.
<b>BOS Investment Ltd</b> (in liquidazione)	New Malden (Regno Unito)	GBP	20.000	Saipem SA	100,00		Co.
<b>BOS-UIE Ltd</b> (in liquidazione)	New Malden (Regno Unito)	GBP	19.998	BOS Invest. Ltd	100,00		
<b>Construction Saipem Canada Inc</b>	Montréal (Canada)	CAD	1.000	Saipem Canada Inc	100,00	43,12	C.I.
<b>ER SAI Caspian Contractor Llc</b>	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.105.930.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00	21,56	C.I.
<b>ER SAI Marine Llc</b>	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	ER SAI Caspian Llc	100,00	21,56	C.I.
<b>ERS - Equipment Rental &amp; Services BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.760	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
<b>Global Petroprojects Services AG<sup>(10)</sup></b>	Zurigo (Svizzera)	CHF	5.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
<b>Hazira Cryogenic Engineering &amp; Construction Management Private Ltd</b>	Mumbai (India)	INR	500.000	Saipem SA Soci Terzi	55,00 45,00		P.N.
<b>Moss Maritime AS</b>	Lysaker (Norvegia)	NOK	40.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
<b>Moss Maritime Inc</b>	Houston (USA)	USD	145.000	Moss Maritime AS	100,00	43,12	C.I.
<b>North Caspian Service Co</b>	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.910.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

(a) Quota di Controllo:           Eni SpA                                   43,12  
  Soci Terzi                                   56,88



Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup>
<b>Petrex SA</b>	Iquitos (Perù)	PEN	679.719.045	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
<b>Professional Training Center Llc</b>	Karakiyan (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	ER SAI Caspian Llc	100,00	21,56	C.I.
<b>PT Saipem Indonesia</b>	Jakarta (Indonesia)	USD	141.815.000	Saipem Intern. BV Saipem Asia Sdn Bhd	68,55 31,45	43,12	C.I.
<b>SAGIO Companhia Angolana de Gestão de Instalação Offshore Ltda<sup>(10)</sup></b>	Luanda (Angola)	AOA	1.600.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
<b>Saugut SA de CV</b>	Delegacion Cuauhtemoc (Messico)	MXN	90.050.000	Saimexicana SA Saipem Serv. M. SA CV	99,99 (..)	43,12	C.I.
<b>Saimep, Limitada</b>	Maputo (Mozambico)	MZN	10.000.000	Saipem SA Saipem Intern. BV	99,98 0,02		P.N.
<b>Saimexicana SA de CV</b>	Delegacion Cuauhtemoc (Messico)	MXN	232.438.000	Saipem SA Sofresid SA	99,99 (..)	43,12	C.I.
<b>Saipem America Inc</b>	Wilmington (USA)	USD	50.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
<b>Saipem Argentina de Perforaciones, Montajes Y Proyectos Sociedad Anónima, Minera, Industrial, Comercial y Financiera (in liquidazione)</b>	Buenos Aires (Argentina)	ARS	1.805.300	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,90 0,10		P.N.
<b>Saipem Asia Sdn Bhd<sup>(9)</sup></b>	Kuala Lumpur (Malaysia)	MYR	8.116.500	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
<b>Saipem Australia Pty Ltd</b>	West Perth (Australia)	AUD	10.661.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
<b>Saipem (Beijing) Technical Services Co Ltd</b>	Pechino (Cina)	USD	1.750.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
<b>Saipem Canada Inc (ex Snamprogetti Canada Inc)</b>	Montréal (Canada)	CAD	100.100	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
<b>Saipem Contracting Algérie SPA</b>	Hassi Messaoud (Algeria)	DZD	1.556.435.000	Sofresid SA Saipem SA	99,99 (..)	43,12	C.I.
<b>Saipem Contracting Netherlands BV<sup>(18)</sup></b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
<b>Saipem Contracting (Nigeria) Ltd</b>	Lagos (Nigeria)	NGN	827.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	97,94 2,06	42,23	C.I.
<b>Saipem do Brasil Serviços de Petróleo Ltda</b>	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	345.081.299	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
<b>Saipem Drilling Co Private Ltd</b>	Mumbai (India)	INR	50.273.400	Saipem SA Saipem Intern. BV	50,27 49,73	43,12	C.I.
<b>Saipem Drilling Norway AS</b>	Sola (Norvegia)	NOK	100.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
<b>Saipem East Africa Ltd</b>	Kampala (Uganda)	UGX	50.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
<b>Saipem India Projects Ltd</b>	Chennai (India)	INR	407.000.000	Saipem SA	100,00	43,12	C.I.
<b>Saipem Ingenieria y Construcciones SLU</b>	Madrid (Spagna)	EUR	80.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
<b>Saipem International BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	43,12	C.I.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

(18) La società ha una filiale a Sharjah, Emirati Arabi, Paese incluso negli elenchi di cui all'artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito è soggetto a tassazione in Italia.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Saipem Libya Llc - SA.LI.CO. Llc</b>	Tripoli (Libia)	LYD	10.000.000	Saipem Intern. BV Snamprog. Netherl. BV	60,00 40,00	43,12	C.I.
<b>Saipem Ltd</b>	Kingston Upon Thames - Surrey (Regno Unito)	EUR	7.500.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
<b>Saipem Luxembourg SA<sup>(10)</sup></b>	Lussemburgo (Lussemburgo)	EUR	31.002	Saipem Maritime Srl Saipem Portugal Lda	99,99 (..)	43,12	C.I.
<b>Saipem (Malaysia) Sdn Bhd<sup>(8)</sup></b>	Kuala Lumpur (Malaysia)	MYR	1.033.500	Saipem Intern. BV Soci Terzi	41,94 <sup>(a)</sup> 58,06	17,84	C.I.
<b>Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sarl<sup>(10)</sup></b>	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	378.000	Saipem SpA	100,00	43,12	C.I.
<b>Saipem Mediteran Usluge doo (in liquidazione)</b>	Rijeka (Croazia)	HRK	1.500.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
<b>Saipem Misr for Petroleum Services SAE</b>	Port Said (Egitto)	EUR	2.000.000	Saipem Intern. BV ERS BV Saipem Portugal Lda	99,92 0,04 0,04	43,12	C.I.
<b>Saipem (Nigeria) Ltd</b>	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	89,41 10,59	38,55	C.I.
<b>Saipem Norge AS</b>	Sola (Norvegia)	NOK	100.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
<b>Saipem Offshore Norway AS</b>	Sola (Norvegia)	NOK	120.000	Saipem SpA	100,00	43,12	C.I.
<b>Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda</b>	Canical (Portogallo)	EUR	299.278.738,240	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
<b>Saipem SA</b>	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	26.488.694,960	Saipem SpA	100,00	43,12	C.I.
<b>Saipem Services México SA de CV</b>	Delegacion Cuauhtemoc (Messico)	MXN	50.000	Saimexicana SA Saipem America Inc	99,99 (..)	43,12	C.I.
<b>Saipem Services SA</b>	Bruxelles (Belgio)	EUR	61.500	Saipem Intern. BV ERS BV	99,98 0,02	43,12	C.I.
<b>Saipem Singapore Pte Ltd<sup>(8)</sup></b>	Singapore (Singapore)	SGD	28.890.000	Saipem SA	100,00	43,12	C.I.
<b>Saipem UK Ltd (in liquidazione)</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	9.705	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
<b>Saipem Ukraine Llc</b>	Kiev (Ucraina)	EUR	106.060,610	Saipem Intern. BV Saipem Luxemb. SA	99,00 1,00	43,12	C.I.
<b>Sajer Iraq Co for Petroleum Services Trading General Contracting &amp; Transport Llc</b>	Baghdad (Iraq)	IQD	300.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00	25,87	C.I.
<b>Saudi Arabian Saipem Ltd</b>	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	5.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00	25,87	C.I.
<b>Sigurd Rück AG<sup>(10)</sup></b>	Zurigo (Svizzera)	CHF	25.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.
<b>Snamprogetti Engineering &amp; Contracting Co Ltd</b>	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	70,00 30,00	30,18	C.I.
<b>Snamprogetti Engineering BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.151,200	Saipem Maritime Srl	100,00	43,12	C.I.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

(a) Quota di Controllo: Saipem Intern. BV 41,38  
Soci Terzi 58,62

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Snamprogetti Ltd</b> (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	9.900	Snamprog.Netherl. BV	100,00	43,12	C.I.
<b>Snamprogetti Lummus Gas Ltd</b>	Sliema (Malta)	EUR	50.000	Snamprog.Netherl. BV Soci Terzi	99,00 1,00	42,69	C.I.
<b>Snamprogetti Netherlands BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	92.117.340	Saipem SpA	100,00	43,12	C.I.
<b>Snamprogetti Romania Srl</b>	Bucarest (Romania)	RON	5.034.100	Snamprog.Netherl. BV Saipem Intern. BV	99,00 1,00	43,12	C.I.
<b>Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc</b>	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Saipem Intern. BV Snamprog.Netherl. BV	95,00 5,00	43,12	C.I.
<b>Sofresid Engineering SA</b>	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.267.142,800	Sofresid SA Soci Terzi	99,99 0,01	43,11	C.I.
<b>Sofresid SA</b>	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	8.253.840	Saipem SA	100,00	43,12	C.I.
<b>Sonsub International Pty Ltd</b>	Sydney (Australia)	AUD	13.157.570	Saipem Intern. BV	100,00	43,12	C.I.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

## Altre attività

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup>
<b>Syndial SpA - Attività Diversificate</b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	4.477.390.179,980	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.

### In Italia

<b>Anic Partecipazioni SpA</b> (in liquidazione)	Gela (CL)	EUR	23.519.847,160	Syndial SpA Soci Terzi	99,96 0,04		P.N.
<b>Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA</b> (in liquidazione)	Gela (CL)	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
<b>Ing. Luigi Conti Vecchi SpA</b>	Assemini (CA)	EUR	130.000	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.

### All'estero

<b>Oleodotto del Reno SA <sup>(10)</sup></b>	Coira (Svizzera)	CHF	1.550.000	Syndial SpA	100,00		P.N.
--	------------------	-----	-----------	-------------	--------	--	------

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

## Corporate e società finanziarie

## In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Agenzia Giornalistica Italia SpA</b>	Roma	EUR	4.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Adfin SpA</b>	Roma	EUR	85.537.498,800	Eni SpA Soci Terzi	99,63 0,37	99,63	C.I.
<b>Eni Corporate University SpA</b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Servizi SpA</b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	13.427.419,080	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>Immobiliare Est SpA</b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	7.749.253,320	Eni Servizi SpA	100,00		P.N.
<b>Serfactoring SpA</b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	5.160.000	Eni Adfin SpA Soci Terzi	49,00 51,00	48,82	C.I.
<b>Servizi Aerei SpA</b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	79.817.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

## All'estero

<b>Banque Eni SA</b>	Bruxelles (Belgio)	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Trad & Ship BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
<b>Eni Finance International SA</b>	Bruxelles (Belgio)	USD	2.975.036.000	Eni International BV Eni SpA	66,39 33,61	100,00	C.I.
<b>Eni Finance USA Inc</b>	Wilmington (USA)	USD	15.000.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni Insurance Ltd</b>	Dublino (Irlanda)	EUR	100.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
<b>Eni International BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

## Imprese controllate congiuntamente e collegate

### Exploration & Production

#### All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Agiba Petroleum Co</b>	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
<b>Al-Fayrouz Petroleum Co<sup>(†)</sup></b>	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
<b>Angola LNG Ltd<sup>(6)</sup></b>	Hamilton (Bermuda)	USD	9.873.450.288	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
<b>Artic Russia BV<sup>(†)</sup></b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	100.000	Eni International BV Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
<b>Ashrafi Island Petroleum Co</b>	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
<b>Barentsmorneftegaz Sàrl<sup>(†)</sup></b>	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
<b>CARDÓN IV SA<sup>(†)</sup></b>	Caracas (Venezuela)	VEF	17.210.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Compañia Agua Plana SA</b>	Caracas (Venezuela)	VEF	100	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		Co.
<b>East Delta Gas Co</b>	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
<b>El Temsah Petroleum Co</b>	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
<b>Enirepsa Gas Ltd<sup>(†)</sup></b>	Al-Khobar (Arabia Saudita)	SAR	11.250.000	Eni Middle East BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Enstar Petroleum Ltd</b>	Calgary (Canada)	CAD	0,100	Unimar Llc	100,00		
<b>Fedynskmorneftegaz Sàrl<sup>(†)</sup></b>	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
<b>InAgip doo<sup>(†)</sup></b>	Zagabria (Croazia)	HRK	54.000	Eni Croatia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
<b>Karachaganak Petroleum Operating BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75		Co.
<b>Karachaganak Project Development Ltd (KPD)</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		P.N.
<b>Khaleej Petroleum Co WII</b>	Safat (Kuwait)	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
<b>Liberty National Development Co Llc</b>	Wilmington (USA)	USD	0 <sup>(a)</sup>	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
<b>Limited Liability Company Astroinvest-Energy</b>	Zinkiv (Ucraina)	UAH	457.860.000	Zagoryanska P BV	100,00		
<b>Limited Liability Company Industrial Company Gazvydobuvannya</b>	Poltava (Ucraina)	UAH	315.000.000	Pokrovskoe P BV	100,00		
<b>Limited Liability Company 'Westgasinvest'<sup>(†)</sup></b>	Kolomya (Ucraina)	UAH	2.000.000	Eni Ukraine Hold.BV Soci Terzi	50,01 49,99		P.N.
<b>Llc "SeverEnergia"<sup>(†)</sup></b>	Mosca (Federazione Russa)	RUB	51.224.610.000	Artic Russia BV Soci Terzi	49,00 51,00		
<b>Mediterranean Gas Co</b>	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
<b>Mellitah Oil &amp; Gas BV<sup>(†)</sup></b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(†) La società è a controllo congiunto.

(6) Partecipazione non considerata di collegamento ex art. 168 TUIR data la percentuale di possesso inferiore al 20%.

(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup>
<b>Nile Delta Oil Co Nidoco</b>	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
<b>North Bardawil Petroleum Co</b>	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		Co.
<b>DAO "Arctic Gas Co"</b>	Novyi Urengoi (Federazione Russa)	RUB	4.900.000	Llc "SeverEnergia"	100,00		
<b>Petrobel Belajim Petroleum Co<sup>(†)</sup></b>	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
<b>PetroBicentenario SA</b>	Caracas (Venezuela)	VEF	1.000.000	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
<b>PetroJunín SA</b>	Caracas (Venezuela)	VEF	531.000.000	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
<b>PetroSucre SA</b>	Caracas (Venezuela)	VEF	220.300.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
<b>Pharaonic Petroleum Co</b>	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
<b>Pokrovskoe Petroleum BV<sup>(†)</sup></b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	25.715	Eni Ukraine Hold. BV Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
<b>Port Said Petroleum Co<sup>(†)</sup></b>	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
<b>Raml Petroleum Co</b>	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50		Co.
<b>Ras Qattara Petroleum Co</b>	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
<b>Shatskmorneftegaz Sàrl<sup>(†)</sup></b>	Luxembourg (Lussemburgo)	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
<b>Société Centrale Electrique du Congo SA</b>	Pointe-Noire (Congo)	XAF	50.000.000	Eni Congo SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
<b>Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA<sup>(†)</sup></b>	Tunisi (Tunisia)	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Sodeps - Société de Développement et d'Exploitation du Permis du Sud SA</b>	Tunisi (Tunisia)	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	49,50 50,50		Co.
<b>Tapco Petrol Boru Hatti Sanayi ve Ticaret AS<sup>(†)</sup></b>	Istanbul (Turchia)	TRY	7.500.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Tecnicco Engineering Contractors LLP<sup>(†)</sup></b>	Aksai (Kazakhstan)	KZT	29.478.455	Tecnomare SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
<b>Thekah Petroleum Co</b>	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
<b>Unimar Llc<sup>(†)</sup></b>	Houston (USA)	USD	0 <sup>(a)</sup>	Eni America Ltd Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>United Gas Derivatives Co</b>	Il Cairo (Egitto)	USD	285.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
<b>VIC CBM Ltd<sup>(†)</sup></b>	Londra (Regno Unito)	USD	1.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Virginia Indonesia Co CBM Ltd<sup>(†)</sup></b>	Londra (Regno Unito)	USD	631.640	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Virginia Indonesia Co Llc</b>	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		
<b>Virginia International Co Llc</b>	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		
<b>West Ashrafi Petroleum Co<sup>(†)</sup></b>	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
<b>Zagoryanska Petroleum BV<sup>(†)</sup></b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Eni Ukraine Hold. BV Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
<b>Zetah Noumbi Ltd<sup>(8)</sup></b>	Nassau (Bahamas)	USD	100	Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	37,00 63,00		Co.

[\*] C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

[†] La società è a controllo congiunto.

[8] Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

[a] Azioni senza valore nominale.

## Gas & Power

### In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>ACAM Clienti SpA</b>	La Spezia	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
<b>Est Più SpA<sup>(†)</sup></b>	Gorizia	EUR	7.100.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
<b>Est Reti Elettriche SpA<sup>(†)</sup></b>	Gorizia	EUR	17.450.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
<b>Isontina Reti Gas SpA<sup>(†)</sup></b>	Gradisca d'Isonzo (GO)	EUR	17.450.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00		Co.
<b>Mariconsult SpA<sup>(†)</sup></b>	Milano	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Termica Milazzo Srl</b>	Milano	EUR	23.241.000	EniPower SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
<b>Transmed SpA<sup>(†)</sup></b>	Milano	EUR	240.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(†) La società è a controllo congiunto.



## All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup>
Blue Stream Pipeline Co BV <sup>(†)</sup>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Distribuidora de Gas Cuyana SA <sup>(†)</sup>	Buenos Aires (Argentina)	ARS	202.351.288	Eni SpA Inv. Gas Cuyana SA Soci Terzi	6,84 51,00 42,16		P.N.
Distribuidora de Gas del Centro SA <sup>(†)</sup>	Buenos Aires (Argentina)	ARS	160.457.190	Eni SpA Inv. Gas Centro SA Soci Terzi	31,35 51,00 17,65		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	Karlsruhe (Germania)	EUR	25.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE <sup>(†)</sup>	Larissa (Grecia)	EUR	78.459.200	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Eteria Parohis AeriouThessalonikis AE <sup>(†)</sup>	Ampelokipi-Menemeni (Grecia)	EUR	237.850.000	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Gas Directo SA	Madrid (Spagna)	EUR	6.716.400	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	60,00 40,00		
Gasifica SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.200	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	90,00 10,00		
Gerecse Gázvezeték Építő és Vagyonkezelő Részvénytársaság	Tatabánya (Ungheria)	HUF	609.600.000	Turul G. Rt Soci Terzi	50,15 49,85		
GreenStream BV <sup>(†)</sup>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Infraestructuras de Gas SA	Madrid (Spagna)	EUR	340.000	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	85,00 15,00		
Inversora de Gas Cuyana SA <sup>(†)</sup>	Buenos Aires (Argentina)	ARS	60.012.000	Eni SpA Soci Terzi	76,00 24,00		P.N.
Inversora de Gas del Centro SA <sup>(†)</sup>	Buenos Aires (Argentina)	ARS	68.012.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Nueva Electricidad del Gas SA	Siviglia (Spagna)	EUR	294.272	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Premium Multiservices SA	Tunisi (Tunisia)	TND	200.000	Sergaz SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
SAMCO Sagl <sup>[20]</sup>	Lugano (Svizzera)	CHF	20.000	Eni International BV Transmed. Pip. Co Ltd Soci Terzi	5,00 90,00 5,00		P.N.
South Stream AG <sup>(†)</sup> [10] (in liquidazione)	Zug (Svizzera)	CHF	200.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
South Stream Transport BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	41.198.000	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Spanish Egyptian Gas Co SAE	Damietta (Egitto)	USD	375.000.000	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	80,00 20,00		

[\*] C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

[†] La società è a controllo congiunto.

[10] Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

[20] Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati. Partecipazione considerata di controllo ex art. 167, comma 3 del TUIR.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup>
<b>Transmediterranean Pipeline Co Ltd</b> <sup>(†) (19)</sup>	St. Helier (Jersey)	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Turul Gázvezeték Építő es Vagyongkezelő Részvénytársaság</b> <sup>(†)</sup>	Tatabánya (Ungheria)	HUF	404.000.000	Tigáz Zrt Soci Terzi	58,42 41,58		P.N.
<b>Unión Fenosa Gas Comercializadora SA</b>	Madrid (Spagna)	EUR	2.340.240	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	99,99 (..)		
<b>Unión Fenosa Gas Infrastructures BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	U. Fenosa Gas SA	100,00		
<b>Unión Fenosa Gas Exploración y Produccion SA</b>	Logroño (Spagna)	EUR	1.060.110	U. Fenosa Gas SA	100,00		
<b>Unión Fenosa Gas SA</b> <sup>(†)</sup>	Madrid (Spagna)	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(†) La società è a controllo congiunto.

(19) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia. Partecipazione considerata di controllo ex art. 167, comma 3 del TUIR.

## Refining & Marketing

### In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup>
<b>Arezzo Gas SpA</b> <sup>(†)</sup>	Arezzo	EUR	394.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA</b>	Fontevivo (PR)	EUR	6.642.928,320	Ecofuel SpA Soci Terzi	34,93 65,07		P.N.
<b>Consorzio Operatori GPL di Napoli</b>	Napoli	EUR	102.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
<b>Depositi Costieri Trieste SpA</b> <sup>(†)</sup>	Trieste	EUR	1.560.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Disma SpA</b>	Segrate (MI)	EUR	2.600.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
<b>PETRA SpA</b> <sup>(†)</sup>	Ravenna	EUR	723.100	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Porto Petroli di Genova SpA</b>	Genova	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
<b>Raffineria di Milazzo ScpA</b> <sup>(†)</sup>	Milazzo (ME)	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Seram SpA</b>	Fiumicino (RM)	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
<b>Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA</b>	Genova	EUR	3.326.900	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
<b>Venezia Tecnologie SpA</b> <sup>(†)</sup>	Porto Marghera (VE)	EUR	150.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

[\*] C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

[†] La società è a controllo congiunto.

## All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup>
<b>AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH</b>	Schwedt (Germania)	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
<b>Area di Servizio City Moesa SA<sup>(10)</sup></b>	San Vittore (Svizzera)	CHF	1.800.000	City Carburol SA Soci Terzi	58,00 42,00		
<b>Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH</b>	Vohburg (Germania)	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
<b>Ceska Rafinerska AS</b>	Litvinov (Repubblica Ceca)	CZK	9.348.240.000	Eni International BV Soci Terzi	32,44 67,56		P.N.
<b>City Carburol SA<sup>(†) (10)</sup></b>	Rivera (Svizzera)	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
<b>ENEOS Italsing Pte Ltd<sup>(8)</sup></b>	Singapore (Singapore)	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
<b>FSH Flughafen Schwechat Hydranten-Gesellschaft OG</b>	Vienna (Austria)	EUR	9.846.734,310	Eni Marketing A. GmbH Eni Mineralöhl. GmbH Eni Austria GmbH Soci Terzi	14,29 14,29 14,28 57,14		Co.
<b>Fuelling Aviation Services GIE</b>	Tremblay En France (Francia)	EUR	1	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
<b>Gilg &amp; Schweiger GmbH<sup>(†)</sup></b>	Baierbrunn (Germania)	EUR	26.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Mediterranée Bitumes SA</b>	Tunisi (Tunisia)	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
<b>Rosa GmbH</b>	Zirndorf (Germania)	EUR	2.100.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	24,80 75,20		P.N.
<b>Routex BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
<b>Saraco SA<sup>(10)</sup></b>	Meyrin (Svizzera)	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
<b>Supermetanol CA<sup>(†)</sup></b>	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	VEF	12.086.744,845	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51 <sup>(a)</sup> 30,07 35,42		P.N.
<b>Super Octanos CA<sup>(†)</sup></b>	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	VEF	4.240.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	49,00 51,00		Co.
<b>TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH<sup>(†)</sup></b>	Salisburgo (Austria)	EUR	43.603,700	Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Weat Electronic Datenservice GmbH</b>	Düsseldorf (Germania)	EUR	409.034	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(†) La società è a controllo congiunto.

(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

(a) Quota di Controllo: Ecofuel SpA 49,35  
Soci Terzi 50,65

# Versalis

## In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup>
<b>IFM Ferrara ScpA</b>	Ferrara	EUR	5.270.466	Versalis SpA	19,74		P.N.
				Syndial SpA	11,58		
				S.E.F. Srl	10,70		
				Soci Terzi	57,98		
<b>Matrica SpA<sup>(†)</sup></b>	Porto Torres (SS)	EUR	37.500.000	Versalis SpA	50,00		P.N.
				Soci Terzi	50,00		
<b>Novamont SpA</b>	Novara	EUR	13.333.500	Versalis SpA	25,00		P.N.
				Soci Terzi	75,00		
<b>Priolo Servizi ScpA</b>	Melilli (SR)	EUR	25.600.000	Versalis SpA	36,50		P.N.
				Syndial SpA	4,25		
				Soci Terzi	59,25		

[\*] C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

[†] La società è a controllo congiunto.

## Ingegneria & Costruzioni

### In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup>
<b>ASG Scarl<sup>(†)</sup></b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	50.864	Saipem SpA Soci Terzi	55,41 44,59		P.N.
<b>CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due<sup>(‡)</sup></b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	51.645,690	Saipem SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
<b>CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno<sup>(‡)</sup></b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	51.645,690	Saipem SpA Soci Terzi	50,36 49,64		P.N.
<b>Consorzio F.S.B.</b>	Marghera (VE)	EUR	15.000	Saipem SpA Soci Terzi	28,00 72,00		Co.
<b>Consorzio Libya Green Way<sup>(‡)</sup></b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	100.000	Saipem SpA Soci Terzi	26,50 73,50		P.N.
<b>Milano-Brescia-Verona Scarl<sup>(†)</sup> (in liquidazione)</b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	50.000	Saipem SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
<b>Modena Scarl<sup>(†)</sup> (in liquidazione)</b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	400.000	Saipem SpA Soci Terzi	59,33 40,67		P.N.
<b>PLNG 9 Snc di Chiyoda Corporation e Servizi Energia Italia Spa<sup>(†)</sup></b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	1.000	SEI SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Rodano Consortile Scarl<sup>(†)</sup></b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	250.000	Saipem SpA Soci Terzi	53,57 46,43		P.N.
<b>Rosetti Marino SpA</b>	Ravenna	EUR	4.000.000	Saipem SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

### All'estero

<b>02 PEARL Snc<sup>(†)</sup></b>	Montigny- Le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Barber Moss Ship Management AS<sup>(†)</sup></b>	Lysaker (Norvegia)	NOK	1.000.000	Moss Maritime AS Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Charville - Consultores e Serviços Lda<sup>(†)</sup></b>	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>CMS&amp;A WII<sup>(†)</sup></b>	Doha (Qatar)	QAR	500.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
<b>CSC Japan Godo Kaisha</b>	Yokohama (Giappone)	JPY	3.000.000	CSC Netherlands BV	100,00		
<b>CSC Netherlands BV<sup>(†)</sup></b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	300.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
<b>CSC Western Australia Pty Ltd</b>	Perth - Wa (Australia)	AUD	30.000	CSC Netherlands BV	100,00		
<b>Dalia Floater Angola Snc<sup>(†)</sup> (in liquidazione)</b>	Parigi (Francia)	EUR	0 <sup>(a)</sup>	Saipem SA Soci Terzi	27,50 72,50		P.N.
<b>Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC</b>	Caracas (Venezuela)	VEB	9.667.827.216	Snamprog. Netherl. BV Fertiliz. N. Orien. SA Soci Terzi	20,00 [.] 79,99		P.N.
<b>Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA</b>	Caracas (Venezuela)	VEB	286.549	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(†) La società è a controllo congiunto.

(‡) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup>
<b>FPSO Mystras (Nigeria) Ltd</b>	Victoria Island (Nigeria)	NGN	15.000.000	FPSO Mystras Lda	100,00		
<b>FPSO Mystras - Produção de Petróleo Lda<sup>(†)</sup></b>	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>KWANDA - Suporte Logístico Lda<sup>(17)</sup></b>	Luanda (Angola)	AOA	25.510.204	Saipem SA Soci Terzi	49,00 <sup>(a)</sup> 51,00		P.N.
<b>LNG - Serviços e Gestao de Projectos Lda</b>	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
<b>Mangrove Gas Netherlands BV<sup>(†)</sup></b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	2.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>ODE North Africa Llc</b>	Il Cairo (Egitto)	EGP	100.000	Off. Design Eng. Ltd	100,00		
<b>Offshore Design Engineering Ltd<sup>(†)</sup></b>	Kingston-Upon-Thames (Regno Unito)	GBP	100.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Petromar Lda<sup>(†) (20)</sup></b>	Luanda (Angola)	USD	357.142,850	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
<b>RPCO Enterprises Ltd<sup>(†)</sup></b> (in liquidazione)	Nicosia (Cipro)	EUR	17.100	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Sabella SAS</b>	Quimper (Francia)	EUR	37.000	Sofresid Engine. SA Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
<b>Saibos Akogep Snc<sup>(†)</sup></b>	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
<b>Saidel Ltd<sup>(†)</sup></b>	Victoria Island, Lagos (Nigeria)	NGN	236.650.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
<b>Saipar Drilling Co BV<sup>(†)</sup></b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd</b>	Dammam (Arabia Saudita)	SAR	40.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
<b>Saipon Snc<sup>(†)</sup></b>	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	EUR	20.000	Saipem SA Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
<b>Sairus Llc<sup>(†)</sup></b>	Krasnodar (Federazione Russa)	RUB	83.603.800	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Servicios de Construcciones Caucedo SA<sup>(†)</sup></b> (in liquidazione)	Santo Domingo (Repubblica Dominicana)	DOP	100.000	Saipem SA Soci Terzi	49,70 50,30		P.N.
<b>Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée<sup>(†)</sup></b>	Anjra (Marocco)	EUR	33.000	Saipem SA Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
<b>Southern Gas Constructors Ltd<sup>(†)</sup></b>	Lagos (Nigeria)	NGN	10.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>SPF - TKP Omifpro Snc<sup>(†)</sup></b>	Parigi (Francia)	EUR	50.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
<b>Sud-Soyo Urban Development Lda<sup>(13)</sup></b>	Soyo (Angola)	AOA	20.000.000	Saipem SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
<b>Tchad Cameroon Maintenance BV</b>	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Saipem SA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(†) La società è a controllo congiunto.

(13) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(17) Inclusa negli elenchi di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta ad imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

(20) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati. Partecipazione considerata di controllo ex art. 167, comma 3 del TUIR.

(a) Quota di Controllo: Saipem SA 40,00  
Soci Terzi 60,00

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>T.C.P.I. Angola Tecnoprojecto Internacional SA</b> <sup>(10)</sup>	Luanda (Angola)	AOA	9.000.000	Petromar Lda Soci Terzi	35,00 65,00		
<b>Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA</b>	Porto Salvo Concelho De Oeiras (Portogallo)	EUR	700.000	Saipem SA Soci Terzi	42,50 57,50		P.N.
<b>TMBYS SAS</b> <sup>(†)</sup>	Guyancourt (Francia)	EUR	30.000	Saipem SA Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
<b>TSGI Muhendislik Insaat Limited Sirketi</b> <sup>(†)</sup>	Istanbul (Turchia)	TRY	600.000	Saipem Ing y C.SLU Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
<b>TSKJ - Serviços de Engenharia Lda</b>	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(†) La società è a controllo congiunto.

(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.



## Altre attività

### In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Cengio Sviluppo ScpA</b> (ex Cengio Sviluppo Scarl)	Genova	EUR	120.255,030	Syndial SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
<b>Filatura Tessile Nazionale Italiana - FILTENI SpA</b> (in liquidazione)	Ferrandina (MT)	EUR	4.644.000	Syndial SpA Soci Terzi	59,56 <sup>(a)</sup> 40,44		Co.
<b>Ottana Sviluppo ScpA</b> (in liquidazione)	Nuoro	EUR	516.000	Syndial SpA Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
<b>Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl</b>	Venezia	EUR	12.411.876	Syndial SpA Eni SpA Soci Terzi	18,35 2,82 78,83		P.N.

(\*) C.I. = consolidamento integrale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo.

(a) Quota di Controllo: Syndial SpA 48,00  
Soci Terzi 52,00

## Altre Partecipazioni Rilevanti

### Exploration & Production

#### In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Consorzio Universitario in Ingegneria per la Qualità e l'Innovazione</b>	Pisa	EUR	135.000	Eni SpA Soci Terzi	16,67 83,33	Co.

#### All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Administradora del Golfo de Paria Este SA</b>	Caracas (Venezuela)	VEF	100	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	Co.
<b>Brass LNG Ltd</b>	Lagos (Nigeria)	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Srl Soci Terzi	17,00 83,00	Co.
<b>Darwin LNG Pty Ltd</b>	West Perth (Australia)	AUD	1.217.822.148,430	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01	Co.
<b>New Liberty Residential Co Llc</b>	West Trenton (USA)	USD	0 <sup>(a)</sup>	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50	Co.
<b>Nigeria LNG Ltd</b>	Port Harcourt (Nigeria)	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Srl Soci Terzi	10,40 89,60	Co.
<b>Norsea Pipeline Ltd</b>	Woking Surrey (Regno Unito)	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci Terzi	10,32 89,68	Co.
<b>North Caspian Operating Co BV</b>	L'Aja (Paesi Bassi)	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	Co.
<b>North Caspian Transportation Manager Co BV</b>	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	100.010	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	Co.
<b>OPCO - Sociedade Operacional Angola LNG SA</b>	Luanda (Angola)	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	Co.
<b>Petrolera Güiria SA</b>	Caracas (Venezuela)	VEF	1.000.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	Co.
<b>Point Fortin LNG Exports Ltd</b>	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	USD	10.000	Eni T&T Ltd Soci Terzi	17,31 82,69	Co.
<b>SOMG - Sociedade de Operações e Manutenção de Gasodutos SA</b>	Luanda (Angola)	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	Co.
<b>Torsina Oil Co</b>	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50	Co.

(\*) Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Azioni senza valore nominale.

## Gas & Power

### All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Angola LNG Supply Services Llc</b>	Wilmington (USA)	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40	Co.
<b>Norsea Gas GmbH</b>	Emden (Germania)	EUR	1.533.875,640	Eni International BV Soci Terzi	13,04 86,96	Co.

(\*) Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

## Refining & Marketing

### In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
<b>Consorzio Obbligatorio degli Oli Usati</b>	Roma	EUR	36.149	Eni SpA Soci Terzi	15,06 84,94	Co.
<b>Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA<sup>(14)</sup></b>	Roma	ITL	360.000.000	Eni SpA Soci Terzi	72,48 27,52	Co.

### All'estero

<b>BFS Berlin Fuelling Services GbR</b>	Amburgo (Germania)	EUR	10.096	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
<b>Compania de Economia Mixta "Austrogas"</b>	Cuenca (Ecuador)	USD	3.028.749	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,31 86,69	Co.
<b>Dépot Pétrolier de Fos SA</b>	Fos-Sur-Mer (Francia)	EUR	3.954.196,400	Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19	Co.
<b>Dépot Pétrolier de la Côte d'Azur SAS</b>	Nanterre (Francia)	EUR	207.500	Eni France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00	Co.
<b>Joint Inspection Group Ltd</b>	Londra (Regno Unito)	GBP	0 <sup>(a)</sup>	Eni SpA Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
<b>S.I.P.G. Société Immobilier Pétrolier de Gestion Snc</b>	Tremblay En France (Francia)	EUR	40.000	Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
<b>Sistema Integrado de Gestion de Aceites Usados</b>	Madrid (Spagna)	EUR	181.427	Eni Iberia SLU Soci Terzi	14,96 85,04	Co.
<b>Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR</b>	Amburgo (Germania)	EUR	40.020	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
<b>Tema Lube Oil Co Ltd</b>	Accra (Ghana)	GHS	258.309	Eni International BV Soci Terzi	12,00 88,00	Co.
<b>Turbo Fuel Services Berlin (TSFB) GbR</b> (in liquidazione)	Amburgo (Germania)	EUR	229.886	Eni Deutsch. 1GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	Co.

(\*) Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(14) La società è sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della Legge n. 95 del 3 aprile 1979.

(a) Azioni senza valore nominale.

## Corporate e società finanziarie

### In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione <sup>(*)</sup>
<b>Consorzio per l'Innovazione nella Gestione delle Imprese e della Pubblica Amministrazione</b>	Milano	EUR	150.000	Eni Corporate U. SpA Soci Terzi	10,67 89,33	Co.
<b>Consorzio Sempione</b>	Milano	EUR	300.000	EniServizi SpA Soci Terzi	11,00 89,00	Co.
<b>Emittenti Titoli SpA</b>	Milano	EUR	4.264.000	Eni SpA Emittenti Titoli SpA Soci Terzi	10,00 <sup>(a)</sup> 0,78 89,22	Co.
<b>Snam SpA<sup>(#)</sup></b>	San Donato Milanese (MI)	EUR	3.571.187.994	Eni SpA Snam SpA Soci Terzi	8,54 <sup>(b)</sup> 0,09 91,37	F.V.

### All'estero

<b>Galp Energia SGPS SA<sup>(#)</sup></b>	Lisbona (Portogallo)	EUR	829.250.635	Eni SpA Soci Terzi	16,34 83,66	F.V.
---	----------------------	-----	-------------	-----------------------	----------------	------

(\*) Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

(a) Quota di Controllo:           Eni SpA                                   10,08  
  Soci Terzi                               89,92

(b) Quota di Controllo:           Eni SpA                                   8,54  
  Soci Terzi                               91,46

## Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

### Imprese consolidate con il metodo integrale

#### Imprese incluse (n. 8)

<b>ASA Trade SpA</b>	Livorno	Gas & Power	Acquisizione
<b>Eni Cyprus Ltd</b>	Nicosia	Exploration & Production	Costituzione
<b>Eni Engineering E&amp;P Ltd</b>	Londra	Exploration & Production	Rilevanza
<b>Eni Kenya BV</b>	Amsterdam	Exploration & Production	Costituzione
<b>Eni Mozambico SpA</b>	San Donato Milanese	Exploration & Production	Costituzione
<b>Eni Vietnam BV</b>	Amsterdam	Exploration & Production	Rilevanza
<b>Saipem Ingenieria y Construcciones SLU</b>	Madrid	Ingegneria & Costruzioni	Rilevanza
<b>Snamprogetti Engineering &amp; Contracting Co Ltd</b>	Al Khobar	Ingegneria & Costruzioni	Costituzione

#### Imprese escluse (n. 4)

<b>Distribuidora de Gas Cuyana SA</b>	Buenos Aires	Gas & Power	Perdita del controllo
<b>Inversora de Gas Cuyana SA</b>	Buenos Aires	Gas & Power	Perdita del controllo
<b>Polimeri Europa Ibérica SA</b>	Barcellona	Versalis	Fusione
<b>Varisal - Serviços de Consultadoria e Marketing Unipessoal Lda</b>	Funchal	Ingegneria & Costruzioni	Cancellazione

## Ufficio rapporti con gli investitori

Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)  
Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929  
e-mail: investor.relations@eni.com



## eni spa

Sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1  
Capitale sociale al 31 dicembre 2012:  
euro 4.005.358.876 interamente versato  
Registro delle Imprese di Roma,  
codice fiscale 00484960588  
partita IVA 00905811006  
Sedi secondarie:  
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1  
San Donato Milanese (MI) - Piazza Ezio Vanoni, 1

### Pubblicazioni

Relazione Finanziaria Annuale redatta  
ai sensi dell'art. 154-ter c. 1 del D.Lgs. 58/1998  
Annual Report  
Annual Report on Form 20-F redatto per il deposito  
presso la US Securities and Exchange Commission  
Fact Book (in italiano e in inglese)  
Eni in 2012 (in inglese)  
Relazione Finanziaria Semestrale Consolidata al 30 giugno  
redatta ai sensi dell'art. 154-ter c. 2 del D.Lgs. 58/1998  
Interim consolidated report as of June 30  
Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari  
redatta ai sensi dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/1998  
(in italiano e in inglese)  
Relazione sulla Remunerazione redatta ai sensi  
dell'art. 123-ter del D.Lgs. 58/1998 (in italiano e in inglese)

**Sito internet:** eni.com

**Centralino:** +39-0659821

**Numero verde:** 800940924

**Casella e-mail:** segreteriasocietaria.azionisti@eni.com

### ADRs/Depositary

BNY Mellon Shareowner Services  
PO Box 358516  
Pittsburgh, PA 15252-8516  
shrelations@bnymellon.com

### Contatti:

- Institutional Investors/Broker Desk:  
UK: Mark Lewis - Tel. +44 (0) 20 7964 6089;  
mark.lewis@bnymellon.com  
USA: Ravi Davis - Tel. +1 212 815 4245;  
ravi.davis@bnymellon.com  
Hong Kong: Joe Oakenfold - Tel. +852 2840 9717;  
joe.oakenfold@bnymellon.com  
- Retail Investors:  
Domestic Toll-free - Tel. 1-866-433-0354  
International Callers - Tel. +1.201.680.6825

**Copertina:** Inarea - Roma

**Impaginazione e supervisione:** Korus - Roma

**Stampa:** Varigrafica Alto Lazio - Roma

**Stampato su carta ecologica:** Gardapat 13 Kiara - Cartiere del Garda

eni conferma la sua presenza nei principali indici di sostenibilità



eni.com



\*00143\*