



Relazione finanziaria semestrale consolidata
al 30 giugno 2014

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⁽¹⁾

Presidente

Emma Marcegaglia⁽¹⁾

Amministratore Delegato e Direttore Generale

Claudio Descalzi⁽²⁾

Amministratori

Andrea Gemma, Pietro Angelo Guindani, Karina Litvack, Alessandro Lorenzi, Diva Moriani, Fabrizio Pagani, Luigi Zingales

COLLEGIO SINDACALE⁽¹⁾

Presidente

Matteo Caratozzolo⁽¹⁾

Sindaci effettivi

Paola Camagni, Alberto Falini, Marco Lacchini, Marco Seracini

Sindaci supplenti

Stefania Bettoni, Mauro Lonardo

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

Raffaele Squitieri⁽³⁾

Società di revisione⁽⁴⁾

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 Controllo e Rischi, Compensation Committee, Comitato per le nomine e Comitato Sostenibilità e Scenari) sono fornite nella sezione Corporate Governance disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo http://www.eni.com/it_IT/governance/corporate-governance.shtml.

(1) Nominati dall'assemblea ordinaria degli azionisti l'8 maggio 2014 per tre esercizi, fino alla data della Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2016.

(2) Deleghe conferitegli dal Consiglio di Amministrazione il 9 maggio 2014.

(3) Funzioni conferite dal Consiglio di presidenza della Corte dei Conti con deliberazione del 28 ottobre 2009.

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



Relazione finanziaria semestrale consolidata
al 30 giugno 2014

Relazione intermedia sulla gestione

4	Highlight
	Andamento operativo
8	Exploration & Production
14	Gas & Power
18	Refining & Marketing
21	Versalis
23	Ingegneria & Costruzioni
	Commento ai risultati e altre informazioni
25	Commento ai risultati economico-finanziari
25	Conto economico
42	Stato patrimoniale riclassificato
45	Rendiconto finanziario riclassificato
50	Fattori di rischio e incertezza
55	Evoluzione prevedibile della gestione
56	Altre informazioni
57	Glossario

Bilancio consolidato semestrale abbreviato

61	Schemi contabili
70	Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato

Allegati

115	Attestazione del management
116	Relazione della Società di revisione

Allegati al bilancio consolidato semestrale abbreviato

118	Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 30 giugno 2014
150	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 2014 Eni ha conseguito l'utile netto di €1,96 miliardi con un incremento del 7,9%. Su base adjusted l'utile operativo è stato di €6,22 miliardi (+9%), l'utile netto di €2,06 miliardi (+4,8%). Tali incrementi si rideterminano rispettivamente in -3% e -8% al netto delle perdite straordinarie Saipem nel 2013.
- Il principale driver è stato il notevole miglioramento della performance Gas & Power (circa €1 miliardo) grazie ai benefici delle rinegoziazioni con circa il 60% del gas contrattato a lungo termine indicizzato al mercato e il significativo contenimento dell'esposizione take-or-pay, nonostante il continuo deterioramento della domanda e l'elevata pressione competitiva.
- In flessione del 13,2% l'utile operativo adjusted della E&P a causa della minore produzione venduta a seguito principalmente dei fattori geopolitici in Libia, dei maggiori ammortamenti determinati dagli avvii e messa a regime dei giacimenti in produzione nel secondo semestre 2013 e dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+4,3%).
- I settori Refining & Marketing e Chimica con perdite in aumento rispettivamente del 42,6% e del 25,5% hanno risentito dei deboli fondamentali delle industrie di riferimento, a causa della lenta crescita economica nell'eurozona, eccesso di capacità, pressione competitiva da flussi di prodotto importato da Russia e Medio Oriente ed elevato costo della carica petrolifera.
- Il cash flow operativo¹ è stato robusto con €5,74 miliardi. Il programma di dismissioni ha contribuito per €3 miliardi con la cessione a società del gruppo Gazprom dell'interest nella joint venture Artic Russia che opera gli asset a gas in Siberia (€2,2 miliardi) e dell'8% del capitale sociale di Galp Energia SGPS (€0,8 miliardi).
- I flussi in entrata hanno coperto i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici (€5,52 miliardi), focalizzati principalmente nell'esplorazione e sviluppo delle riserve, al pagamento del saldo dividendo 2013 agli azionisti Eni (€2 miliardi) e al riacquisto di azioni Eni (€0,2 miliardi), registrando un surplus impiegato per la riduzione dell'indebitamento finanziario netto (€14,60 miliardi al 30 giugno 2014, -€0,36 miliardi rispetto a fine 2013).
- Al 30 giugno 2014 il leverage è pari a 0,24, in riduzione rispetto a 0,25 del bilancio 2013.

Acconto dividendo

- Sulla base dei risultati del primo semestre 2014 e delle previsioni per l'intero esercizio, al Consiglio di Amministrazione del 17 settembre 2014 sarà proposto un acconto dividendo di €0,56 per azione (€0,55 nel 2013). L'acconto sarà messo in pagamento a partire dal 25 settembre 2014 con stacco cedola il 22 settembre 2014.

Razionalizzazione presenza mid-downstream

- Nell'ambito della strategia di razionalizzazione del portafoglio nei business mid/downstream, sono stati definiti gli accordi preliminari di vendita dell'interest Eni nella joint venture di commercializzazione e trasporto gas in Germania, EnBw, e le reti di distribuzione di carburanti nella Repubblica Ceca, Slovacchia e Romania e la relativa quota di capacità di raffinazione locale. Tali transazioni sono soggette all'approvazione delle competenti autorità antitrust europee.

Produzione di idrocarburi

- Nel primo semestre 2014 la produzione è stata di 1,583 milioni di boe/giorno. Nel confronto su base omogenea, con esclusione cioè del disinvestimento degli asset in Siberia e al netto dei fattori geopolitici, la produzione evidenzia un profilo sostanzialmente invariato rispetto al semestre 2013. La crescita produttiva nel Regno Unito e Algeria è stata assorbita dal declino delle produzioni mature.

[1] Flusso di cassa netto da attività operativa.

Successi esplorativi

➤ I successi esplorativi registrati principalmente in Congo, Egitto e Nigeria hanno consentito di accertare circa 420 milioni di boe di nuove risorse. Nel luglio, è stata effettuata un'ulteriore importante scoperta nell'offshore del Gabon con un potenziale in posto di 500 milioni di boe.

Nuovo acreage esplorativo

➤ È stato acquisito acreage esplorativo a elevato potenziale in bacini strategici (Indonesia, Vietnam, Egitto, Cina, Stati Uniti) e in aree di nuova presenza (Groenlandia) per complessivi 19.000 chilometri quadrati in quota Eni con l'obiettivo di rinnovare il portafoglio minerario e di assicurare nuove opzioni di potenziale crescita.

Vendite di gas naturale

➤ Le vendite del semestre sono state di 45,85 miliardi di metri cubi con una riduzione del 6,9% rispetto al primo semestre 2013 a causa principalmente dello sfavorevole effetto climatico registrato nei mesi invernali e della continua debolezza del segmento termoelettrico penalizzato anche dalla sovrapproduzione di energia idroelettrica.

Accordo in Venezuela

➤ È stato firmato un Memorandum of Understanding con la compagnia di Stato PDVSA che prevede un framework per lo sfruttamento commerciale dei liquidi associati al gas nel giacimento super-giant di Perla.

Chimica Verde e Bioraffinazione

➤ Nel semestre è stato avviato il progetto Chimica Verde di Porto Torres in joint venture con Novamont per la produzione di feedstock chimici con materia prima rinnovabile destinati a impieghi industriali. Il target produttivo è 70 mila tonnellate/anno di bio-monomeri e intermedi. Presso la Raffineria di Venezia è entrata in esercizio la linea di produzione di Green Diesel della capacità target di circa 300 mila tonnellate/anno.

Sicurezza delle persone

➤ Nel primo semestre 2014 si registra un leggero peggioramento dell'indice di frequenza infortuni dei dipendenti a causa di un aumento dell'incidentalità nei settori E&P, R&M e I&C. Gli infortuni totali sono aumentati passando da 42 nel primo semestre 2013 a 48 nel primo semestre 2014. Prosegue il programma di comunicazione e formazione "eni in safety" e il progetto "zero fatalities" finalizzato a fronteggiare in modo incisivo la problematica degli infortuni.

Emissioni in atmosfera

➤ Le emissioni di GHG si riducono per effetto del calo delle performance produttive nonché degli interventi di efficienza energetica e dei progetti di riduzione del gas flaring. In particolare, i volumi di idrocarburi inviati a flaring si riducono di circa il 40% rispetto al primo semestre 2013, grazie all'avvio dei progetti di flaring down presso Ogbaindiri e Akri (Nigeria) e M'Boundi (Congo).

Utilizzo delle risorse idriche nei processi produttivi

➤ In ulteriore miglioramento la performance relativa all'acqua di produzione re-iniettata del settore E&P, con una percentuale di re-iniezione che sale al 57%.

Spese per il territorio

➤ La spesa complessiva a favore del territorio nel primo semestre 2014 è stata pari a €35,7 milioni, con una quota di community investment di €24,5 milioni (di cui oltre il 93% nel settore Exploration & Production). Gli investimenti più rilevanti si registrano in Kazakhstan, Nigeria, Italia e Congo.

Principali dati economici e finanziari				
Esercizio 2013			Primo semestre	
			2013	2014
		(€ milioni)		
114.697	Ricavi della gestione caratteristica		59.287	56.556
8.888	Utile operativo		5.338	5.901
12.650	Utile operativo adjusted		5.705	6.219
5.160	Utile netto ^(a)		1.818	1.961
4.433	Utile netto adjusted ^(b)		1.961	2.055
11.026	Flusso di cassa netto da attività operativa		4.815	5.740
12.800	Investimenti tecnici		5.947	5.524
138.341	Totale attività a fine periodo		137.887	140.076
61.049	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi a fine periodo		61.717	61.261
14.963	Indebitamento finanziario netto a fine periodo		15.984	14.601
76.012	Capitale investito netto a fine periodo		77.701	75.862
17,49	Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	15,78	19,98
3.622,8	Numero azioni in circolazione a fine periodo	(milioni)	3.622,8	3.615,0
63,4	Capitalizzazione di borsa ^(c)	(€ miliardi)	57,2	72,2

(a) Di competenza Eni.

(b) 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".

(c) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

Principali indicatori reddituali e finanziari^(*)				
Esercizio 2013			Primo semestre	
			2013	2014
	Utile netto			
1,42	- per azione ^(a)	(€)	0,50	0,54
3,77	- per ADR ^{(a) (b)}	(\$)	1,31	1,48
	Utile netto adjusted			
1,22	- per azione ^(a)	(€)	0,54	0,57
3,24	- per ADR ^{(a) (b)}	(\$)	1,42	1,56
5,9	Return On Average Capital Employed (ROACE) adjusted	(%)	7,0	6,8
0,25	Leverage		0,27	0,24
8,8	Coverage		8,8	12,0
1,5	Current ratio		1,5	1,6
73,7	Debt coverage		30,1	39,3

(*) 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.

Principali dati operativi e di sostenibilità				
Esercizio 2013			Primo semestre	
			2013	2014
82.786	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	81.564	84.990
13.596	di cui: - donne		13.313	13.847
55.781	- all'estero		54.761	58.100
19,3	Donne in posizioni manageriali (dirigenti e quadri)	(%)	18,9	19,4
0,40	Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,37	0,41
0,32	Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,29	0,27
0,98	Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	0,95	1,04
1.901	Oil spill operativi	(barili)	1.104	748
47,30	Emissioni dirette di gas serra	(mln ton CO ₂ eq)	23,70	21,46
197	Costi di ricerca e sviluppo ^(a)	(€ milioni)	88	85
Exploration & Production				
1.619	Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.624	1.583
833	- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	832	817
122	- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	123	119
555,3	Produzione venduta	(milioni di boe)	276,1	267,7
Gas & Power				
93,17	Vendite gas mondo ^(b)	(miliardi di metri cubi)	49,26	45,85
35,86	- in Italia		19,03	18,45
57,31	- internazionali		30,23	27,40
Refining & Marketing				
27,38	Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	13,76	11,69
9,69	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa		4,82	4,54
1.828	Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	910	844
Versalis				
5.817	Produzioni	(migliaia di tonnellate)	3.025	2.801
3.785	Vendite di prodotti petrolchimici		1.968	1.852
65,3	Tasso di utilizzo impianti	(%)	67,7	74,0
Ingegneria & Costruzioni				
10.062	Ordini acquisiti	(€ milioni)	6.704	13.132
17.065	Portafoglio ordini a fine periodo		21.169	24.215

(a) Al netto dei costi generali e amministrativi.

(b) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 1,51 miliardi di metri cubi (1,34 e 2,61 miliardi di metri cubi nel semestre e nell'esercizio 2013, rispettivamente).

Exploration & Production

Principali indicatori di performance

Esercizio 2013			Primo semestre	
			2013	2014
0,14	Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,10	0,29
0,26	Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,32	0,23
31.264	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	15.614	14.802
14.868	Utile operativo		7.435	6.221
14.643	Utile operativo adjusted		7.407	6.431
5.950	Utile netto adjusted		3.110	2.464
10.475	Investimenti tecnici		4.893	4.688
	Prezzi medi di realizzo ^(b)			
99,44	- Petrolio e condensati	(\$/barile)	97,60	100,04
256,57	- Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	256,83	253,98
71,87	- Idrocarburi	(\$/boe)	70,33	71,87
	Produzione ^(b)			
833	- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	832	817
122	- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	123	119
1.619	- Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.624	1.583
12.352	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.880	12.548
8.219	di cui: <i>all'estero</i>		7.877	8.296
1.728	Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	968	526
5.493	Oil spill da sabotaggio (>1 barile)		1.118	3.299
55	Acqua di formazione reiniettata	(%)	45	57
25,71	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	12,85	11,59
8,48	di cui: <i>da flaring</i>		4,67	2,96

(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 2014 il portafoglio di Eni consiste in 958 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzato in 39 Paesi dei cinque continenti per una superficie totale di 287.581 chilometri quadrati in quota Eni (276.256 chilometri quadrati in quota Eni al 31 dicembre 2013).

Nel primo semestre 2014 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Indonesia, Vietnam, Egitto, Cina, Groenlandia, e Stati Uniti per una superficie di circa 19.000 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principal-

mente in Egitto, Polonia e Togo per circa 8.000 chilometri quadrati; e (iii) dalla riduzione di superficie netta per rilascio parziale in Indonesia ed Egitto per circa 1.000 chilometri quadrati.

Sono inoltre state assegnate 3 autorizzazioni di prospezione in Algeria per una superficie di circa 23.000 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel semestre sono stati ultimati 22 nuovi pozzi esplorativi (11,3 in quota Eni), a fronte dei 28 pozzi (15 in quota Eni) del primo semestre 2013.

Produzione

La produzione di idrocarburi del primo semestre 2014 è stata di 1,583 milioni di boe/giorno. Il confronto con il primo semestre del 2013 evidenzia un profilo sostanzialmente invariato su base omogenea, con esclusione del disinvestimento degli asset in Siberia, nonché al netto dei fattori geopolitici. La crescita produttiva nel Regno Unito e in Algeria è stata assorbita dal declino delle produzioni mature. La quota di produzione estera è stata dell'89%.

La produzione di petrolio (817 mila barili/giorno) si riduce di 15 mila/barili giorno, pari all'1,8%, principalmente a causa delle minori produzioni in Libia e Angola e dell'effetto della cessione degli asset in Siberia. Questi effetti negativi sono stati parzialmente

compensati dal contributo degli start-up/ramp-up essenzialmente nel Regno Unito, in Algeria e Stati Uniti.

La produzione di gas naturale (119 milioni di metri cubi/giorno) al netto dell'effetto della cessione degli asset in Siberia è in linea con il primo semestre 2013. Il declino delle produzioni mature è stato compensato dal contributo degli start-up/ramp-up del periodo.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 267,7 milioni di boe. La differenza di 18,9 milioni di boe rispetto alla produzione di 286,6 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas destinati all'autoconsumo (15,8 milioni di boe).

Produzione di idrocarburi ^{(a) (b)}		(migliaia di boe/giorno)			
Esercizio 2013		Primo semestre			
		2013	2014	Var. ass.	Var. %
186	Italia	181	180	(1)	(0,6)
155	Resto d'Europa	154	193	39	25,3
556	Africa Settentrionale	576	546	(30)	(5,2)
332	Africa Sub-Sahariana	317	322	5	1,6
100	Kazakhstan	104	96	(8)	(7,7)
144	Resto dell'Asia	145	100	(45)	(31,0)
116	America	115	119	4	3,5
30	Australia e Oceania	32	27	(5)	(15,6)
1.619		1.624	1.583	(41)	(2,5)
555,3	Produzione venduta	276,1	267,7	(8,4)	(3,0)
				(milioni di boe)	

Produzione di petrolio e condensati ^(a)		(migliaia di barili/giorno)			
Esercizio 2013		Primo semestre			
		2013	2014	Var. ass.	Var. %
71	Italia	65	73	8	12,3
77	Resto d'Europa	77	95	18	23,4
252	Africa Settentrionale	257	241	(16)	(6,2)
242	Africa Sub-Sahariana	239	229	(10)	(4,2)
61	Kazakhstan	64	56	(8)	(12,5)
49	Resto dell'Asia	51	36	(15)	(29,4)
71	America	68	80	12	17,6
10	Australia e Oceania	11	7	(4)	(36,4)
833		832	817	(15)	(1,8)

Produzione di gas naturale ^{(a) (b)}		(milioni di metri cubi/giorno)			
Esercizio 2013		Primo semestre			
		2013	2014	Var. ass.	Var. %
18	Italia	18	17	(1)	(5,6)
12	Resto d'Europa	12	15	3	25,0
47	Africa Settentrionale	50	48	(2)	(4,0)
14	Africa Sub-Sahariana	12	14	2	16,7
6	Kazakhstan	6	6		
15	Resto dell'Asia	15	10	(5)	(33,3)
7	America	7	6	(1)	(14,3)
3	Australia e Oceania	3	3		
122		123	119	(4)	(3,3)

(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 (13,6 e 11,8 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel primo semestre 2014 e 2013, e 12,8 milioni di metri cubi/giorno nel 2013).

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

Italia

In Val d'Agri (Eni 60,77%) prosegue il programma di sviluppo oggetto di accordo con la Regione Basilicata nel 1998: (i) i lavori per l'installazione di una nuova linea di trattamento gas continuano con l'obiettivo di migliorare le performance ambientali della centrale di trattamento e di raggiungere la capacità produttiva autorizzata di 104 mila barili/giorno; (ii) è in corso il Piano di Monitoraggio Ambientale che costituisce un progetto di assoluta eccellenza a tutela dell'ambiente. Inoltre, attraverso il Piano d'Azione per la Biodiversità in Val d'Agri, Eni persegue le migliori pratiche di tutela dell'ambiente naturale; (iii) proseguono le operazioni di continuo miglioramento e manutenzione per ottimizzare le performance ambientali e di produzione del giacimento.

Le altre principali attività hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente sui campi di Armida, Barbara, Cervia e Clara; e (ii) la prosecuzione dei programmi di sviluppo dei giacimenti Fauzia ed Elettra nell'offshore Adriatico.

Resto d'Europa

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nella PL 532 (Eni 30%) con la scoperta a olio e gas di Drivis, che si aggiunge alle recenti scoperte a olio e gas di Skrugard, Havis e Skavl. Le riserve di olio recuperabili nell'intera licenza sono attualmente stimate in circa 600 milioni di barili al 100%.

Prosegue lo sviluppo del giacimento Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents. Lo start-up produttivo è atteso nel corso del 2015, con un picco di produzione di circa 62 mila barili/giorno in quota Eni nel 2016. Durante i primi mesi del 2014 è proseguita l'implementazione dell'oil spill contingency e response per lo sviluppo di tecniche e metodologie a supporto dell'oil spill preparedness program. Le attività implementate relative alle fasi di drilling sono state riconosciute dalle Autorità norvegesi come standard di riferimento per l'oil spill response nelle aree costiere. Il progetto, lanciato da Eni con il partner del programma e in collaborazione con l'Autorità norvegese del Clean Seas (NOFO-Norwegian Clean Seas Association), ha coinvolto anche altre oil company attive nella ricerca di idrocarburi nel Mare di Barents, nonché istituti di ricerca internazionali e nazionali. I risultati ottenuti sono stati presentati all'Agenzia dell'Ambiente Norvegese e alle amministrazioni locali e a tutti gli stakeholder dell'area, confermando come il progetto Goliat disponga di un sistema d'avanguardia per la gestione di oil spill, in termini di organizzazione, consolidamento dell'apparato di emergenza e sviluppo di attrezzature e tecnologie.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato il mantenimento e l'ottimizzazione della produzione del giacimento Ekofisk (Eni 12,39%). In particolare proseguono i programmi di perforazione di pozzi di infilling, upgrading delle facility esistenti e ottimizzazione della water injection.

Regno Unito L'attività esplorativa ha avuto esito positivo, con la scoperta di Romeo North, già allacciato alla piattaforma produttiva del giacimento Jade (Eni 7%).

Nel corso del primo semestre 2014 è stata ottenuta l'assegnazione del Blocco 22/19c (Eni 50%, operatore) nel Mare del Nord. In aprile 2014 si è conclusa l'acquisizione degli asset nell'area di Liverpool Bay, definendo Eni operatore con una quota del 100%. Le attività di sviluppo comprendono anche progetti di educazione ambientale, sanitaria e di sicurezza sul territorio.

Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente il giacimento West Franklin (Eni 21,87%) con la costruzione e installazione delle piattaforme produttive e pipeline di collegamento alle facility di trattamento presenti nell'area. L'avvio produttivo è previsto alla fine del 2014.

Africa Settentrionale

Algeria Proseguono le attività di sviluppo e ottimizzazione sui campi in produzione di MLE-CAFC (Eni 75%, operatore). Il progetto prevede un'ulteriore fase a olio con start-up atteso nel 2017 e plateau complessivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni). In fase di completamento il ramp-up della produzione del progetto El Merk (Eni 12,25%) che prevede la perforazione di ulteriori 23 pozzi produttivi e la realizzazione di un treno NGL. Il picco produttivo di circa 18 mila barili/giorno in quota Eni è previsto nel corso dell'anno.

Nel corso del primo semestre 2014 sono state assegnate a Eni tre autorizzazioni di prospezione esplorativa nelle aree di Timimoun e di Oued Mya, nell'onshore meridionale del Paese. Le autorizzazioni con validità di due anni si estendono su una superficie totale di 46.837 chilometri quadrati e prevedono attività di studio e la perforazione di pozzi esplorativi per definirne il potenziale minerario.

Egitto L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo ARM-14, con una scoperta a olio, nella concessione di Abu Rudeis (Eni 100%) nel Golfo di Suez, già allacciato alle facility produttive dell'area. Sono stati avviati gli studi di sviluppo del nuovo potenziale minerario della concessione.

Nel corso del primo semestre è stata ottenuta la concessione esplorativa Shorouk (Eni 100%) nell'offshore Mediterraneo.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) la perforazione di pozzi di infilling nei giacimenti di Belayim (Eni 100%), Ha'py (Eni 50%), El Tamsah (Eni 50%, operatore) e Port Fouad (Eni 100%) al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario; (ii) la prosecuzione del progetto sub-sea del giacimento DEKA (Eni 50%, operatore), con start-up previsto nel corso dell'anno; (iii) l'avvio del progetto di sviluppo sub-sea END Phase 3 (Eni 50%).

Africa Sub-Sahariana

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con l'appraisal della scoperta di Pinda Fm nel Blocco O (Eni 9,8%).

Le attività di sviluppo proseguono sul progetto West HUB nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore), con start-up atteso a fine 2014. Nel Blocco 0 sono proseguite le attività di riduzione del flaring gas sul giacimento Nembra. Il completamento è atteso nel 2015 con una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il giacimento Mafumeira (Eni 9,8%) con start-up previsto nel 2016; (ii) il progetto Kizomba satelliti Fase 2 (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.

Congo L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal Nené Marine 3 nel Blocco Marine XII (Eni 65%, operatore), confermando il potenziale minerario a olio e gas dell'area. Prosegue lo sviluppo del giacimento di M'Boundi (Eni 83%, operatore). È stato avviato il programma di gas injection e flaring down con una riduzione di emissioni pari a circa 1,8 milioni di metri cubi/giorno. Il progetto consente, inoltre, di ottimizzare il recupero del potenziale minerario e la valorizzazione economica del gas associato. Il gas è venduto con contratti long-term alle centrali elettriche presenti nell'area tra cui la CEC Centrale Electric 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.

È proseguito il programma Project Intégrée Hinda (PIH) per il miglioramento delle condizioni di vita della popolazione residente nell'area di M'Boundi che vede come aree di intervento prioritario l'educazione, la salute, il miglioramento della capacità produttiva in agricoltura e l'accesso all'acqua. Nel primo semestre 2014 lo stato di avanzamento delle attività è di oltre il 60%. Il progetto prevede il coinvolgimento di oltre 25.000 abitanti. Inoltre, con il supporto del The Earth Institute della Columbia University è stato avviato un programma per l'elaborazione di un sistema di monitoraggio volto a valutare l'efficacia del progetto PIH e il suo contributo allo sviluppo dell'area.

Le attività di sviluppo hanno riguardato il progetto sanzionato di Litchendjili nel Blocco Marine XII. Il progetto prevede l'installazione di una piattaforma produttiva, la realizzazione delle facility di trasporto e dell'impianto di trattamento onshore. Lo start-up è previsto alla fine del 2015 con picco produttivo in quota Eni di 12 mila boe/giorno. La produzione del giacimento alimenterà la centrale elettrica CEC.

Mozambico L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di delineazione mineralizzato a gas Agulha 2, dodicesimo pozzo perforato con successo nell'Area 4 (Eni 50%, operatore), confermando l'estensione a sud della scoperta di Agulha. Le risorse complessivamente scoperte nell'Area 4 sono stimate in circa 2.407 miliardi di metri cubi.

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.

È stato avviato un importante programma di valutazione degli ecosistemi del Paese e di analisi delle biodiversità, che costituiranno la base per lo sviluppo delle recenti scoperte. Inoltre, Eni sta collaborando con le Autorità Mozambicane per identificare dei progetti a supporto dello sviluppo delle popolazioni locali sui temi dell'educazione, salute e l'accesso all'energia.

Nigeria L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo Abo 12 mineralizzato a olio nel Blocco OML 125 (Eni 85%, operatore). La scoperta sarà allacciata alle facility produttive nel corso dell'anno.

Nel corso del primo semestre 2014 sono proseguite le attività relative al revamping phase II della flowstation di Ebocha nel blocco OML 61 (Eni 20%, operatore), finalizzato al trattamento e re-iniezione delle acque di produzione e avvio atteso entro la fine dell'anno.

Nel Blocco OML 28 (Eni 5%) continua la campagna di drilling nell'ambito del progetto integrato a 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%) che 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 2015.

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.

È stato inaugurato da Eni un sito web dedicato alle attività di sostenibilità realizzate nel Paese. In particolare sono disponibili le informazioni e i dati relativi agli oil spill, emissioni da flaring e una sintesi sugli studi di impatto ambientale.

Kazakhstan

Nuove iniziative Nel giugno 2014 è stato firmato un accordo strategico con la compagnia di stato KazMunayGaz (KMG) per lo sfruttamento dei diritti di esplorazione e produzione dell'area offshore ad alto potenziale di Isatay (Eni 50%) nel Mar Caspio settentrionale con partecipazioni paritetiche nell'iniziativa. L'accordo prevede, inoltre, la costruzione di un cantiere navale a Kuryk.

Kashagan Nel corso del 2014 è stato eseguito il risk assessment delle cause del problema tecnico che aveva portato all'interruzione della produzione nell'ottobre 2013 ad appena un mese di distanza dallo start-up del giacimento Kashagan (Eni 16,81%). Il risk assessment condotto ha concluso che si dovrà procedere alla sostituzione completa delle due pipeline di trasporto del gas acido presso le quali si era verificato l'inconveniente. Il costo del ripristino è in fase di stima da parte dell'operatore. Il consorzio è impegnato a riavviare la produzione nel più breve tempo possibile ma nel pieno rispetto delle condizioni di sicurezza.

La capacità produttiva iniziale della Fase 1 dello sviluppo (Experimental Program) è prevista a 150 mila barili/giorno, con l'obiettivo di raggiungere 370 mila barili/giorno di capacità installata grazie all'avvio del secondo treno di trattamento offshore e degli impianti di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento. Un ulteriore incremento fino a 450 mila barili/giorno potrà essere 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.

Nel corso del primo semestre 2014 si è concluso il programma integrato per la gestione della biodiversità nell'area del Delta dell'Ural (Ural River Park Project-URPP) lanciato da Eni con il patrocinio del Ministro dell'Ambiente e delle Risorse Idriche della Repubblica del Kazakistan, a tutela dell'ambiente e degli ecosistemi nell'area del Mar Caspio. Nel giugno 2014, il progetto ha ottenuto riconoscimento ufficiale da parte dell'UNESCO ed è stato inserito nel programma Man and Biosphere.

Nel corso del primo semestre 2014 è stato testato un innovativo sistema di monitoraggio ambientale di progettazione Eni. Il programma prevede l'utilizzo di un mezzo marino mobile (AUV - Veicolo Sottomarino Autonomo) in grado di eseguire attività di monitoraggio ambientale e asset integrity presso le facility produttive.

Nell'ambito degli accordi raggiunti con le Autorità locali, prosegue il programma di formazione di risorse kazake per posizioni manageriali.

Karachaganak È allo studio l'Expansion Project del giacimento Karachaganak (Eni 29,25%) attraverso la realizzazione, in stadi successivi, di impianti di trattamento gas e per la re-iniezione al fine di mantenere il profilo produttivo di liquidi e incrementare le vendite di gas. Sono in corso le valutazioni tecniche e commerciali per la definizione della prima fase di sviluppo volta a incrementare la capacità di re-iniezione.

Prosegue l'impegno di Eni a sostegno delle comunità locali presso il giacimento di Karachaganak. Le attività hanno riguardato la realizzazione di infrastrutture scolastiche e ricreative nonché l'attuazione di programmi sanitari.

Resto dell'Asia

Indonesia Prosegue l'attività di sviluppo del giacimento operato Jangkrik (Eni 55%) nell'offshore. Il progetto prevede la perforazione di pozzi produttori collegati con una Floating Production Unit per il trattamento del gas e dei condensati nonché la realizzazione delle facility di trasporto per la connessione all'impianto di Bontang. Lo start-up è previsto nel 2017 con un picco di 80 mila boe/giorno (42 mila in quota Eni) nel 2018.

Sono in corso le attività di sviluppo del progetto Indonesia Deepwater Development (Eni 20%) nel Kalimantan orientale, per assicurare la fornitura di gas all'impianto di Bontang. Il programma prevede inizialmente il collegamento del giacimento di Bangka alle facility produttive presenti, con avvio atteso nel 2016. Il programma prevede successivamente lo sviluppo integrato dei quattro giacimenti su due HUB, il primo per Gendalo, Gandang, Maha e il secondo per Gehem. Lo start-up è atteso nel 2018.

Il programma esplorativo in corso nell'area di West Papua prevede l'avvio di studi sulla biodiversità e sugli ecosistemi presenti al fine di mitigare i potenziali impatti sull'ambiente.

L'applicazione del modello di cooperazione Eni ha visto nel corso del primo semestre: (i) l'avvio di un progetto a sostegno delle comunità agricole nel distretto di Samboja nel Kalimantan, in particolare con attività di training; e (ii) la fornitura di beni di prima necessità a sostegno delle aree di Manado e Jakarta particolarmente colpite dalle alluvioni avvenute nei primi mesi dell'anno.

America

Stati Uniti Proseguono le attività di sviluppo sul progetto Heidelberg (Eni 12,5%) nell'offshore profondo del Golfo del Messico. Le attività prevedono la perforazione di 5 pozzi produttori e l'installazione di una piattaforma produttiva. Lo start-up è atteso alla fine del 2016, con una produzione pari a circa 9 mila boe/giorno in quota Eni. Le altre attività nel Golfo del Messico hanno riguardato principalmente: (i) la perforazione di pozzi di sviluppo sui campi operati di Devils Tower (Eni 75%) e Pegasus (Eni 85%) nonché sui campi non-operati di Europa (Eni 32%) e K2 (Eni 13,39%); (ii) il completamento delle attività di drilling dei giacimenti Lucius (Eni 8,5%) ed Hadrian South (Eni 30%), con start-up previsto entro la fine dell'anno.

Proseguono le attività di drilling sui giacimenti di Nikaitchuq (Eni 100%, operatore) e Oooguruk (Eni 30%) in Alaska. Nel mese di giugno il campo di Nikaitchuq ha raggiunto il target produttivo di 25 mila boe/giorno. Tale importante risultato è stato ottenuto grazie alle competenze e alle tecnologie proprietarie di Eni applicate in un ambiente estremo e con vincoli ambientali, che hanno consentito di realizzare uno degli impianti di produzione più avanzati nel North Slope, con massima compatibilità ambientale e alta efficienza operativa.

Le attività di sviluppo delle riserve di gas non convenzionale (shale gas) nell'area di Alliance in Texas (Eni 27,5%) sono proseguite con lo start-up di ulteriori 10 pozzi produttori.

Venezuela Proseguono le attività di drilling del giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni 40%), situato nella Faja dell'Orinoco, con volumi in posto certificati in 35 miliardi di barili. Il giacimento è stato avviato nel 2013 nella fase di early production, con un target produttivo di 75 mila barili/giorno. La successiva fase Full Field prevede un plateau produttivo di lungo termine di 240 mila barili/giorno. 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 a un ammontare pari a \$1,74 miliardi.

È in corso lo sviluppo del giacimento giant a gas di Perla nel Blocco Cardon IV (Eni 50%), localizzato nel Golfo di Venezuela. PDVSA ha esercitato il diritto di ingresso nella società con una partecipazione del 35%. Successivamente al perfezionarsi del trasferimento della quota, Eni manterrà il 32,5% nel progetto.

Lo start-up produttivo della prima fase atteso nel primo trimestre 2015 prevede la messa in produzione dei pozzi esplorativi esistenti, la perforazione di 9 nuovi pozzi e l'installazione di piattaforme collegate tramite gasdotto a un impianto di trattamento onshore. Il ramp-up della produzione è atteso nel 2017 con un obiettivo di circa 23 milioni di metri cubi/giorno. La fase finale di sviluppo comprende la perforazione di pozzi addizionali, l'upgrading delle facilities di trattamento e il raggiungimento di un plateau di produzione di circa 34 milioni di metri cubi/giorno nel 2020.

Nell'ambito dello sviluppo delle riserve della scoperta Perla, nel giugno 2014 è stato firmato un Memorandum of Understanding con PDVSA per la creazione di una società per la produzione e commercializzazione delle riserve di condensati associate al

gas. La nuova società sarà gestita congiuntamente (quota Eni pari al 20%). Gli accordi raggiunti comprendono il finanziamento della quota PDVSA per lo sviluppo di Perla fino a \$500 milioni in quota Eni. Gli accordi sono soggetti alla firma di contratti definitivi e all'approvazione delle autorità competenti.

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (€4.688 milioni) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (€3.944 milioni), realizzati prevalentemente

all'estero in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Angola, Congo, Nigeria, Kazakhstan ed Egitto. 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 (€697 milioni) hanno riguardato per il 98% le attività all'estero, in particolare in Nigeria, Mozambico, Stati Uniti, Angola, Liberia e Norvegia. 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 2013		2013	Primo semestre		
			2014	Var. ass.	Var. %
795	Italia	393	435	42	10,7
2.127	Resto d'Europa	1.139	786	(353)	(31,0)
1.024	Africa Settentrionale	388	422	34	8,8
3.481	Africa Sub-Sahariana	1.606	1.680	74	4,6
665	Kazakhstan	324	242	(82)	(25,3)
1.001	Resto dell'Asia	527	473	(54)	(10,2)
1.244	America	481	608	127	26,4
138	Australia e Oceania	35	42	7	20,0
10.475		4.893	4.688	(205)	(4,2)

Gas & Power

Principali indicatori di performance

Esercizio 2013	Primo semestre			
		2013	2014	
1,31	Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,06	0,77
1,80	Indice di frequenza infortuni contrattisti		1,50	0,80
32.212	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	17.415	14.782
(2.967)	Utile operativo		(531)	653
(638)	Utile operativo adjusted		(635)	311
(818)	- Mercato		(743)	232
180	- Trasporto internazionale		108	79
(253)	Utile netto adjusted		(368)	197
(28)	EBITDA pro-forma adjusted		(318)	551
(346)	- Mercato		(489)	401
318	- Trasporto internazionale		171	150
229	Investimenti tecnici		83	75
93,17	Vendite gas mondo ^(b)	(miliardi di metri cubi)	49,26	45,85
35,86	- in Italia		19,03	18,45
57,31	- internazionali		30,23	27,40
35,05	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	17,85	16,00
4.531	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	4.592	4.547
11,16	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	5,55	5,00

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 1,51 miliardi di metri cubi (1,34 e 2,61 miliardi di metri cubi nel primo semestre e nell'esercizio 2013).

Mercato

Gas naturale

Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 41,73 miliardi di metri cubi con una riduzione di 2,52 miliardi di metri cubi, pari al 5,7%, rispetto al primo semestre del 2013.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (38,61 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 1,96

miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2013 (-4,8%), per effetto della riduzione dei volumi approvvigionati da tutti i principali mercati, in particolare nei Paesi Bassi (-1,88 miliardi di metri cubi) e in Norvegia (-0,51 miliardi di metri cubi), ad eccezione della Russia (+1,35 miliardi di metri cubi).

Gli approvvigionamenti in Italia (3,12 miliardi di metri cubi) sono in calo rispetto al periodo di confronto (-0,56 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2013).

Approvvigionamenti di gas naturale		(miliardi di metri cubi)			
Esercizio 2013		Primo semestre			
		2013	2014	Var. ass.	Var. %
7,15	Italia	3,68	3,12	(0,56)	(15,2)
29,59	Russia	15,02	16,37	1,35	9,0
9,31	Algeria (incluso il GNL)	4,89	4,64	(0,25)	(5,1)
5,78	Libia	3,09	2,91	(0,18)	(5,8)
13,06	Paesi Bassi	6,86	4,98	(1,88)	(27,4)
9,16	Norvegia	5,02	4,51	(0,51)	(10,2)
3,04	Regno Unito	1,44	1,23	(0,21)	(14,6)
0,48	Ungheria	0,29	0,18	(0,11)	(37,9)
2,89	Qatar (GNL)	1,49	1,53	0,04	2,7
3,63	Altri acquisti di gas naturale	1,72	1,38	(0,34)	(19,8)
1,58	Altri acquisti di GNL	0,75	0,88	0,13	17,3
78,52	Estero	40,57	38,61	(1,96)	(4,8)
85,67	TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	44,25	41,73	(2,52)	(5,7)
(0,58)	Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	0,80	0,40	(0,40)	..
(0,31)	Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni	(0,07)	(0,15)	(0,08)	..
84,78	DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	44,98	41,98	(3,00)	(6,7)
5,78	Disponibilità per la vendita delle società collegate	2,94	2,36	(0,58)	(19,7)
2,61	Volumi E&P	1,34	1,51	0,17	12,7
93,17	TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA	49,26	45,85	(3,41)	(6,9)

Vendite di gas per entità		(miliardi di metri cubi)			
Esercizio 2013		Primo semestre			
		2013	2014	Var. ass.	Var. %
83,60	Vendite delle società consolidate	44,35	41,44	(2,91)	(6,6)
35,76	Italia (inclusi autoconsumi)	18,96	18,45	(0,51)	(2,7)
42,30	Resto d'Europa	22,50	20,84	(1,66)	(7,4)
5,54	Extra Europa	2,89	2,15	(0,74)	(25,6)
6,96	Vendite delle società collegate (quota Eni)	3,57	2,90	(0,67)	(18,8)
0,10	Italia	0,07		(0,07)	..
5,05	Resto d'Europa	2,70	2,13	(0,57)	(21,1)
1,81	Extra Europa	0,80	0,77	(0,03)	(3,8)
2,61	E&P in Europa e nel Golfo del Messico	1,34	1,51	0,17	12,7
93,17	TOTALE VENDITE GAS MONDO	49,26	45,85	(3,41)	(6,9)

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 2014 di 45,85 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 3,41 miliardi di metri cubi rispetto al semestre 2013, pari al 6,9%.

Le vendite in Italia di 18,45 miliardi di metri cubi registrano un calo di 0,58 miliardi di metri cubi, pari al 3% per effetto dello sfavorevole effetto climatico registrato nei mesi invernali e della continua debolezza del segmento termoelettrico penalizzato anche dalla sovrapproduzione di energia idroelettrica, parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati sul mercato spot.

In calo i ritiri degli importatori in Italia ha (-0,65 miliardi di metri cubi) a causa della minore disponibilità di gas libico.

Le vendite sui mercati europei di 21,14 miliardi di metri cubi sono diminuite del 7%, principalmente in Germania/Austria e Francia a causa della pressione competitiva, parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati nella Penisola Iberica e Turchia per effetto delle efficaci politiche commerciali intraprese.

In calo le vendite nei mercati extra europei (-0,77 miliardi di metri cubi) per effetto del negativo andamento dell'attività di commercializzazione di GNL in particolare negli Stati Uniti e Argentina.

Le vendite dirette del settore Exploration & Production in Nord Europa e negli Stati Uniti (1,51 miliardi di metri cubi) sono in aumento di 0,17 miliardi di metri cubi per effetto dei maggiori volumi commercializzati nel Nord Europa.

Vendite di gas per mercato		(miliardi di metri cubi)			
Esercizio 2013		2013	Primo semestre		
			2014	Var. ass.	Var. %
35,86	ITALIA	19,03	18,45	(0,58)	(3,0)
4,58	Grossisti	3,07	2,43	(0,64)	(20,8)
10,68	PSV e borsa	4,64	6,36	1,72	37,1
6,07	Industriali	3,34	2,42	(0,92)	(27,5)
1,12	PMI e terziario	0,57	0,93	0,36	63,2
2,11	Termoelettrici	1,02	0,79	(0,23)	(22,5)
5,37	Residenziali	3,54	2,77	(0,77)	(21,8)
5,93	Autoconsumi	2,85	2,75	(0,10)	(3,5)
57,31	VENDITE INTERNAZIONALI	30,23	27,40	(2,83)	(9,4)
47,35	Resto d'Europa	25,20	22,97	(2,23)	(8,8)
4,67	Importatori in Italia	2,48	1,83	(0,65)	(26,2)
42,68	Mercati europei	22,72	21,14	(1,58)	(7,0)
4,90	Penisola Iberica	2,42	2,86	0,44	18,2
8,31	Germania/Austria	4,48	3,78	(0,70)	(15,6)
8,68	Benelux	4,79	4,51	(0,28)	(5,8)
1,84	Ungheria	1,09	0,90	(0,19)	(17,4)
3,51	Regno Unito	1,86	1,53	(0,33)	(17,7)
6,73	Turchia	3,25	3,53	0,28	8,6
7,73	Francia	4,36	3,79	(0,57)	(13,1)
0,98	Altro	0,47	0,24	(0,23)	(48,9)
7,35	Mercati extra europei	3,69	2,92	(0,77)	(20,9)
2,61	E&P in Europa e nel Golfo del Messico	1,34	1,51	0,17	12,7
93,17	TOTALE VENDITE GAS MONDO	49,26	45,85	(3,41)	(6,9)

Energia elettrica

Disponibilità di energia elettrica

Nel primo semestre 2014, la produzione di energia elettrica è stata di 9,64 terawattora con un decremento di 0,76 terawattora rispetto al primo semestre 2013, pari al 7,3%, per effetto essenzialmente delle minori produzioni presso le centrali di Brindisi e Livorno, a seguito del calo della domanda. Al 30 giugno 2014, la potenza installata in esercizio è di 4,8 gigawatt (4,8 gigawatt al 31 dicembre 2013). In riduzione l'attività di commercializzazione (-1,09 terawattora) per effetto dei minori acquisti a seguito del calo della domanda.

Vendite di energia elettrica

Nel primo semestre 2014, le vendite di energia elettrica (16,01 TWh) sono state destinate ai clienti del mercato libero (75%), borsa elettrica (13%), siti industriali (9%) e altro (3%).

Le vendite di energia elettrica nel primo semestre 2014 sono in diminuzione di 1,85 TWh, pari al 10,4%, per effetto della debolezza della domanda elettrica e della sovrapproduzione di energia idroelettrica. In flessione le vendite ai grossisti (-1,27 TWh) e ai clienti large (-1,13 TWh), parzialmente compensati dai maggiori volumi scambiati sulla borsa elettrica (+0,65 TWh).

Esercizio 2013			Primo semestre			
			2013	2014	Var. ass.	Var. %
4.295	Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	2.119	1.987	(132)	(6,2)
449	Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	235	177	(58)	(24,7)
21,38	Produzione di energia elettrica	(terawattora)	10,40	9,64	(0,76)	(7,3)
9.907	Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	5.236	4.689	(547)	(10,4)

Disponibilità di energia elettrica		(terawattora)			
Esercizio 2013		2013	Primo semestre		
			2014	Var. ass.	Var. %
21,38	Produzione di energia elettrica	10,40	9,64	(0,76)	(7,3)
13,67	Acquisti di energia elettrica ^(a)	7,45	6,36	(1,09)	(14,6)
35,05		17,85	16,00	(1,85)	(10,4)
28,73	Mercato libero	14,07	11,98	(2,09)	(14,9)
1,96	Borsa elettrica	1,44	2,05	0,61	42,4
3,31	Siti	1,63	1,52	(0,11)	(6,7)
1,05	Altro ^(a)	0,71	0,45	(0,26)	(36,6)
35,05	Vendite di energia elettrica	17,85	16,00	(1,85)	(10,4)

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

Investimenti tecnici

Nel primo semestre 2014 gli investimenti tecnici di €75 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione

elettrica (€40 milioni) e iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€29 milioni).

Investimenti tecnici		(€ milioni)			
Esercizio 2013		2013	Primo semestre		
			2014	Var. ass.	Var. %
206	Mercato	74	69	(5)	(6,8)
23	Trasporto internazionale	9	6	(3)	(33,3)
229		83	75	(8)	(9,6)

Refining & Marketing

Principali indicatori di performance

Esercizio 2013			Primo semestre	
			2013	2014
0,31	Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,30	0,86
1,68	Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,75	0,97
57.238	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	29.683	28.686
(1.492)	Utile operativo		(541)	(623)
(457)	Utile operativo adjusted		(310)	(442)
(232)	Utile netto adjusted		(190)	(324)
672	Investimenti tecnici		229	229
27,38	Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	13,76	11,69
62	Grado di conversione del sistema	(%)	64	61
787	Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	767	697
9,69	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	4,82	4,54
6.386	Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	6.337	6.348
1.828	Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	910	844
1,28	Grado di efficienza della rete	(%)	1,38	1,23
7.422	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	7.513	7.319
5,18	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	2,56	2,59
10,80	Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(tonnellate SO ₂ eq)	4,87	3,66

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Raffinazione

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel primo semestre 2014 sono state di 11,69 milioni di tonnellate con una diminuzione del 15,1% rispetto al corrispondente periodo del 2013 [-2,07 milioni di tonnellate]. In Italia la flessione dei volumi processati (-19,1%) è dovuta alla fermata totale per riconversione della Raffineria di Venezia a "Green Refinery", alla fermata totale del sito di Gela e alla fermata a Taranto dell'impianto RHU per riconversione in Hydrocracking.

All'estero le lavorazioni in conto proprio sono aumentate di 0,12 milioni di tonnellate [+5,2%] in particolare su CRC (Repub-

blica Ceca) e PCK (Germania) a causa delle fermate per manutenzione effettuate nel 2013.

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie in Italia sono state di 9,57 milioni di tonnellate, in diminuzione di 2,19 milioni di tonnellate [-18,6%] rispetto al primo semestre 2013, determinando un tasso di utilizzo del 65,5% (71,9% nel periodo di confronto) in flessione a causa dell'andamento negativo dello scenario. Il 24,1% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento di 2 punti percentuali rispetto al primo semestre 2013 (22,1%).

Disponibilità di prodotti petroliferi		(milioni di tonnellate)			
Esercizio 2013		2013	Primo semestre		
			2014	Var. ass.	Var. %
	ITALIA				
23,13	Lavorazioni	11,76	9,57	(2,19)	(18,6)
(0,57)	Lavorazioni in conto terzi	(0,31)	(0,31)		
22,56	Lavorazioni in conto proprio	11,45	9,26	(2,19)	(19,1)
(1,23)	Consumi e perdite	(0,60)	(0,56)	0,04	6,7
21,33	Prodotti disponibili da lavorazioni	10,85	8,70	(2,15)	(19,8)
4,42	Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	2,09	2,61	0,52	24,9
(1,85)	Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(1,50)		1,50	100,0
(0,55)	Consumi per produzione di energia elettrica	(0,28)	(0,30)	(0,02)	(8,3)
23,35	Prodotti venduti	11,16	11,01	(0,15)	(1,4)
	ESTERO				
4,82	Lavorazioni in conto proprio	2,31	2,43	0,12	5,2
(0,22)	Consumi e perdite	(0,10)	(0,10)		
4,60	Prodotti disponibili da lavorazioni	2,21	2,33	0,12	5,4
13,69	Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	6,21	8,01	1,80	29,0
1,85	Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	1,50	0,00	(1,50)	(100,0)
20,14	Prodotti venduti	9,92	10,34	0,42	4,2
27,38	Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero	13,76	11,69	(2,07)	(15,0)
5,93	<i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i>	2,78	2,62	(0,16)	(5,8)
43,49	Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	21,08	21,35	0,27	1,3
43,96	Vendite di greggi	18,47	23,96	5,49	29,7
87,45	TOTALE VENDITE	39,55	45,31	5,76	14,6

Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel primo semestre 2014 le vendite di prodotti petroliferi (21,35 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,27 milioni di tonnellate rispetto

al corrispondente periodo del 2013, pari all'1,3%, per effetto principalmente dei maggiori volumi venduti in Italia a società petrolifere.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero		(milioni di tonnellate)			
Esercizio 2013		2013	Primo semestre		
			2014	Var. ass.	Var. %
6,64	Rete	3,36	3,05	(0,31)	(9,2)
8,37	Extrarete	3,94	3,47	(0,47)	(11,9)
1,32	Petrolchimica	0,63	0,48	(0,15)	(23,2)
7,01	Altre vendite	3,24	4,01	0,77	23,6
23,34	Vendite in Italia	11,17	11,01	(0,16)	(1,4)
3,05	Rete Resto d'Europa	1,46	1,49	0,03	2,1
4,23	Extrarete Resto d'Europa	2,02	2,18	0,16	7,7
0,43	Extrarete mercati extra europei	0,21	0,21		
12,44	Altre vendite	6,22	6,46	0,24	3,9
20,15	Vendite all'estero	9,91	10,34	0,43	4,3
43,49	VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO	21,08	21,35	0,27	1,3

Vendite rete Italia

Nel primo semestre 2014, le vendite sulla rete in Italia (3,05 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al corrispondente periodo del 2013 (circa 310 mila tonnellate, -9,2%) per effetto della contrazione dei consumi di tutti i prodotti. La quota di mercato media del primo semestre 2014 è del 26,3%, in diminuzione di 2,3 punti percentuali rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (28,6%). Al 30 giugno 2014 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.724 stazioni di servizio con un decremento di 38 unità rispetto al 31 dicembre 2013 (4.762 stazioni di servizio) per effetto delle chiusure di impianti a basso erogato (43 unità) parzialmente compensati dal saldo positivo aperture/abbandoni di impianti di convenzionamento (5 unità).

Con riferimento all'iniziativa promozionale "you&eni", il programma di fidelizzazione dei clienti lanciato nel febbraio 2010 con durata quinquennale, le carte che nel primo semestre del 2014 hanno effettuato almeno una transazione sono circa 1,7 milioni di cui circa 902 mila rappresentate dalle nuove carte consumer di pagamento e loyalty. Il volume venduto a clienti che hanno usufruito dell'accumulo punti con le card è stato pari a circa il 35% dell'erogato complessivo della rete al netto della modalità iperself che non prevede l'accumulo di punti.

L'erogato medio (754 mila litri) è diminuito di circa 86 mila litri rispetto al primo semestre 2013 (839 mila litri), con una flessione (-10,1%) 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 1,49 milioni di tonnellate sono in aumento del 2,1% rispetto al primo semestre 2013 (circa +30 mila tonnellate). Il contributo positivo delle maggiori vendite in Germania e Austria è stato parzialmente compensato dalle flessioni dei volumi registrati negli altri Paesi europei a seguito della contrazione della domanda.

Al 30 giugno 2014 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.624 stazioni di servizio, con un numero di distributori invariato rispetto al 31 dicembre 2013.

L'erogato medio (1.096 mila litri) è in diminuzione di circa 20 mila litri rispetto al primo semestre 2013 (1.117 mila litri).

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia di 3,47 milioni di tonnellate hanno registrato una flessione di circa 0,47 milioni di tonnellate, pari all'11,9% con flessioni principalmente nelle vendite di gasolio e oli combustibili per bunkeraggi.

Le vendite al settore Petrochimica (0,48 milioni di tonnellate) registrano una flessione del 23,2% riferibile alle minori forniture di feedstock in relazione alla contrazione della domanda del settore industriale.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 2,18 milioni di tonnellate, sono aumentate del 7,7% rispetto al primo semestre 2013, principalmente in Austria, Francia e Ungheria.

Le altre vendite (6,46 milioni di tonnellate) sono aumentate di circa 0,24 milioni di tonnellate, pari al 3,9% per effetto delle maggiori vendite ad altre società petrolifere.

Investimenti tecnici

Nel primo semestre 2014, gli investimenti tecnici del settore di €229 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione, supply e di logistica in Italia e all'estero (€181 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 e la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (€33 milioni) e nel Resto d'Europa (€15 milioni).

Investimenti tecnici		(€ milioni)			
Esercizio 2013		Primo semestre			
		2013	2014	Var. ass.	Var. %
497	Raffinazione, supply e logistica	183	181	(2)	(1,1)
175	Marketing	46	48	2	4,3
672		229	229		

Principali indicatori di performance

Esercizio 2013			Primo semestre	
			2013	2014
0,76	Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,07	0,43
0,30	Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,34	0,36
5.859	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	3.063	2.804
2.709	<i>Intermedi</i>		1.418	1.235
2.933	<i>Polimeri</i>		1.531	1.477
217	<i>Altri ricavi</i>		114	92
(725)	Utile operativo		(278)	(286)
(386)	Utile operativo adjusted		(145)	(182)
(338)	Utile netto adjusted		(136)	(153)
314	Investimenti tecnici		111	125
5.817	Produzioni	(migliaia di tonnellate)	3.025	2.801
3.785	Vendite di prodotti petrolchimici		1.968	1.852
65,3	Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	67,7	74,0
5.708	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	5.701	5.573
3,66	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	1,95	1,65
1,53	Emissioni SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate SO ₂ eq)	0,78	0,69

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Vendite - produzioni - prezzi

Nel primo semestre 2014 le vendite (1.852 mila tonnellate) sono in calo rispetto al primo semestre 2013 (-116 mila tonnellate; -5,9%) per effetto della debolezza della domanda, che ha comunque evidenziato un leggero miglioramento nel business dei polimeri nel secondo trimestre 2014.

La flessione dei volumi venduti è dovuta essenzialmente alle minori vendite di olefine (in particolare etilene e butadiene, -53% e -44%, rispettivamente) a causa della carenza di prodotto per la fermata dell'impianto cracking ed aromatici di Porto Marghera a partire da fine febbraio dovuta allo scenario negativo. Le vendite di polimeri risultano in linea al 2013.

I prezzi medi unitari sono complessivamente inferiori (-2,2%) rispetto al semestre 2013 con situazioni differenziate tra i vari business: -14% i prezzi medi degli elastomeri, per effetto della com-

petizione dei produttori asiatici, stabili le quotazioni dei polimeri stirenici e del polietilene, in leggero calo gli intermedi (-2,3%).

Le produzioni (2.801 mila tonnellate) hanno registrato una diminuzione di 224 mila tonnellate rispetto al primo semestre 2013, pari al 7,4%, principalmente negli intermedi (-12,2%), per effetto della fermata accidentale dell'impianto di Brindisi e la citata fermata produttiva di Porto Marghera, e nel polietilene (-4,2%), per la fermata dell'impianto di Priolo a partire da settembre dello scorso anno. Le produzioni di elastomeri hanno registrato un calo del 2,7%, in crescita i volumi prodotti degli stirenici (+5%).

La capacità produttiva nominale si è ridotta per effetto di attività di razionalizzazione poste in essere nel corso del periodo. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato essere pari al 74% (67,7% nel primo semestre 2013).

Esercizio 2013		Disponibilità di prodotti (migliaia di tonnellate)			
		2013	2014	Primo semestre Var. ass.	Var. %
3.462	Intermedi	1.808	1.588	(220)	(12,2)
2.355	Polimeri	1.217	1.213	(4)	(0,3)
5.817	Produzioni	3.025	2.801	(224)	(7,4)
(2.394)	Consumi e perdite	(1.224)	(1.202)	22	(1,8)
362	Acquisti e variazioni rimanenze	167	253	86	51,5
3.785		1.968	1.852	(116)	(5,9)

Andamento per business

Intermedi

Nel primo semestre 2014 i ricavi degli intermedi (€1.235 milioni) sono diminuiti di €183 milioni rispetto al primo semestre 2013 (-12,9%), a causa essenzialmente della riduzione delle quantità vendute (-12%), per effetto principalmente dei minori volumi di olefine (-24%), dovuti a carenza di prodotto per le fermate di Brindisi e Porto Marghera. Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei volumi commercializzati di aromatici (+12%) e derivati (+9%).

I prezzi medi unitari sono diminuiti complessivamente del 2,3%: in calo i prezzi medi degli aromatici (-11,4%) in particolare per effetto della forte contrazione delle quotazioni degli xileni (-17,8%) a causa della debolezza della domanda, -2,4% i prezzi dei derivati, stabili invece le olefine, per effetto del rafforzamento delle quotazioni del propilene compensato dal calo dei prezzi di etilene e butadiene.

Le produzioni di intermedi (1.588 mila tonnellate) sono in calo rispetto al primo semestre dello scorso anno (-220 mila tonnellate; -12,2%) per effetto dei minori volumi prodotti di olefine e aromatici (-16,3% e -15%, rispettivamente) in relazione alla fermata dei cracker di Porto Marghera e Brindisi. In crescita i volumi prodotti di derivati (+11%).

Polimeri

Nel primo semestre 2014 i ricavi dei polimeri (€1.477 milioni) sono diminuiti di €54 milioni rispetto al 2013 (-3,5%), per effetto principalmente del calo dei prezzi medi unitari degli elastomeri (-14%) condizionati dalla persistente debolezza della domanda del settore automotive e dalla competizione dei produttori asiatici. Sostanzialmente stabili i prezzi medi del polietilene e degli stirenici.

I volumi venduti di elastomeri sono sostanzialmente in linea rispetto al periodo di confronto, per la ripresa nelle vendite di

gomme termoplastiche (+22,6%) nonché polietilene, per effetto delle maggiori quantità commercializzate di HDPE (+9%) e LLDPE (+2%) per la crescita della domanda, nonché per la sostanziale tenuta degli stirenici (+0,6%), trainati dalle maggiori vendite di polistirolo espandibile (+13%) per il parziale recupero del mercato delle costruzioni e del packaging industriale e di ABS/SAN (+9,4%). Tali effetti positivi sono stati compensati dalle minori vendite di gomme BR, NBR e lattici.

Le produzioni dei polimeri (1.213 mila tonnellate) sono sostanzialmente stabili rispetto al semestre 2013 (-4 mila tonnellate; -0,3%) con trend differenziati nei vari business. Il calo delle produzioni di LLDPE (-14,6%) del business polietilene per effetto della fermata accidentale al cracker di Brindisi e della fermata di Priolo a settembre dello scorso anno è stato compensato dall'incremento di EVA (+11,6%), HDPE (+3,8%) e LDPE (+1,5%). In calo anche gli elastomeri (-2,7%) per le minori produzioni di lattici e di gomme SBR per la fermata definitiva dell'impianto di Hythe a fine marzo. In aumento le produzioni degli stirenici (+5%), per i maggiori volumi prodotti di ABS/San (+18%), di stirolo (+5%) e polistirolo compatto (+4%).

Investimenti tecnici

Nel primo semestre 2014 gli investimenti tecnici di €125 milioni (€111 milioni nel primo semestre 2013) hanno riguardato in particolare: (i) interventi di miglioramento dell'efficienza impiantistica (€80 milioni); (ii) interventi di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di legge in tema di salute e sicurezza (€15 milioni); (iii) interventi di manutenzione (€11 milioni); (iv) interventi di mantenimento e razionalizzazione (€8 milioni).

Ingegneria & Costruzioni

Principali indicatori di performance

Esercizio 2013			Primo semestre	
			2013	2014
0,46	Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,42	0,42
0,10	Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,08	0,12
2,01	Fatality index	(infortuni/ore lavorate) x 100.000.000	1,92	0,71
11.598	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	5.001	5.966
(98)	Utile operativo		(476)	291
(99)	Utile operativo adjusted		(474)	293
(253)	Utile netto adjusted		(519)	215
902	Investimenti tecnici		490	329
10.062	Ordini acquisiti	(€ milioni)	6.704	13.132
17.065	Portafoglio ordini a fine periodo		21.169	24.215
47.209	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	46.325	49.475
89,1	Quota dipendenti estero	(%)	89,3	89,9
1,54	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	0,77	0,63

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Attività del semestre

Nel primo semestre 2014 Saipem ha acquisito nuovi ordini per complessivi €13.132 milioni relativi per il 97% a lavori da realizzare all'estero e per l'8% a lavori assegnati da imprese di Eni.

Le acquisizioni hanno riguardato principalmente il business Engineering & Construction (€12.566 milioni), in particolare:

- il contratto EPCI per conto di Total inerente le attività di conversione di due petroliere a unità FPSO aventi una capacità di trattamento di petrolio di 115.000 barili al giorno e una capacità di stoccaggio di 1,7 milioni di barili petrolio. Le due unità FPSO convertite saranno utilizzate a supporto delle attività di sviluppo del campo estrattivo di Kaombo situato nel Blocco 32 nell'offshore angolano;
- il contratto per conto di South Stream Transport BV per la costruzione della prima linea di trasporto del gasdotto sottomarino South Stream che collegherà la Russia alla Bulgaria. La posa delle condotte sarà effettuata attraverso la nave posatubi Saipem 7000. Parallelamente Saipem si occuperà delle attività a supporto della seconda linea dello stesso gasdotto;
- i contratti per conto di Saudi Aramco relativi al progetto Jazan

Integrated Gasification nell'ambito delle attività inerenti la costruzione della centrale elettrica a gas più grande al mondo nell'omonima città di Jazan. Saudi Aramco ha inoltre assegnato un contratto EPC relativo alle sezioni 4 e 5 del gasdotto Shedgum-Yanbu;

- il contratto per conto di BP inerente le attività di trasporto e installazione delle infrastrutture necessarie allo sviluppo della fase 2 del campo Shah Deniz situato nell'offshore dell'Azerbaijan. Saipem, si è inoltre aggiudicata un nuovo contratto da parte del consorzio Shah Deniz per la costruzione e messa in servizio dell'espansione del gasdotto South Caucasus tra Azerbaijan e Georgia;
- il contratto EPCI per conto di Petrobras per il progetto sottomarino "Lula Norte, Lula Sul e Lula Extremo Sul" nell'offshore a largo delle coste degli stati di Rio de Janeiro e San Paolo. Le tre condotte sottomarine saranno installate nel campo di Lula a una profondità che raggiungerà i 2.200 metri.

Il portafoglio ordini al 30 giugno 2014 è di €24.215 milioni (€17.065 milioni al 31 dicembre 2013); il 96% riguarda lavori da assegnare all'estero e il 4% lavori assegnati da imprese di Eni.

Ordini acquisiti		(€ milioni)			
Esercizio 2013		Primo semestre			
		2013	2014	Var. ass.	Var. %
10.062		6.704	13.132	6.428	95,9
5.581	Engineering & Construction Offshore	4.038	8.238	4.200	..
2.193	Engineering & Construction Onshore	1.635	4.328	2.693	..
1.401	Perforazioni mare	913	142	(771)	(84,4)
887	Perforazioni terra	118	424	306	..
	di cui:				
1.514	- Eni	1.134	1.040	(94)	(8,3)
8.548	- Terzi	5.570	12.092	6.522	..
	di cui:				
547	- Italia	378	406	28	7,4
9.515	- Estero	6.326	12.726	6.400	..

Portafoglio ordini		(€ milioni)			
31 dicembre 2013		30 giugno			
		2013	2014	Var. ass.	Var. %
17.065		21.169	24.215	3.046	14,4
8.320	Engineering & Construction Offshore	10.552	13.374	2.822	26,7
4.114	Engineering & Construction Onshore	6.235	6.552	317	5,1
3.390	Perforazioni mare	3.543	2.976	(567)	(16,0)
1.241	Perforazioni terra	839	1.313	474	56,5
	di cui:				
2.261	- Eni	3.213	2.850	(363)	(11,3)
14.804	- Terzi	17.956	21.365	3.409	19,0
	di cui:				
784	- Italia	1.838	928	(910)	(49,5)
16.281	- Estero	19.331	23.287	3.956	20,5

Investimenti tecnici

Gli investimenti del settore Ingegneria & Costruzioni sostenuti nel primo semestre 2014 di €329 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 2013		Primo semestre			
		2013	2014	Var. ass.	Var. %
373	Engineering & Construction Offshore	202	131	(71)	(35,1)
116	Engineering & Construction Onshore	84	17	(67)	(79,8)
172	Perforazioni mare	124	104	(20)	(16,1)
210	Perforazioni terra	62	68	6	9,7
31	Altri investimenti	18	9	(9)	(50,0)
902		490	329	(161)	(32,9)

Commento ai risultati economico-finanziari

I risultati dei periodi di confronto sono stati oggetto di restatement sulla base delle disposizioni dell'IFRS 10 e dell'IFRS 11, omologate con il Regolamento n. 1254/2012, emesso dalla Commissione Europea in data 11 dicembre 2012, applicati con effetto retroattivo, rettificando i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2013 e i dati economici 2013. Gli effetti quantitativi dell'applicazione in bilancio dell'IFRS 10 e dell'IFRS 11 sono illustrati nella nota 2 del bilancio consolidato semestrale abbreviato. Le informazioni dei periodi comparativi non tengono conto del-

la rettifica del risultato 2012 operata dalla controllata Saipem, capofila del settore Ingegneria & Costruzioni, nel bilancio 2013 nell'ambito del procedimento con la Consob di cui è fornita disclosure nella Relazione finanziaria annuale – Relazione sulla gestione – Altre informazioni (pag. 109). Pertanto i risultati dei periodi di confronto della presente Relazione semestrale 2014 corrispondono a quelli rappresentati nella Relazione semestrale 2013 di Eni pubblicata il 2 agosto 2013 (salvi gli effetti derivanti dall'adozione di nuovi standard internazionali come descritto).

Conto economico

Esercizio 2013		€ milioni)	Primo semestre			
			2013	2014	Var. ass.	Var. %
114.697	Ricavi della gestione caratteristica		59.287	56.556	(2.731)	(4,6)
1.387	Altri ricavi e proventi		375	192	(183)	(48,8)
(95.304)	Costi operativi		(49.633)	(46.062)	3.571	7,2
(71)	Altri proventi e oneri operativi		(10)	403	413	..
(11.821)	Ammortamenti e svalutazioni		(4.681)	(5.188)	(507)	(10,8)
8.888	Utile operativo		5.338	5.901	563	10,5
(1.009)	Proventi (oneri) finanziari		(610)	(493)	117	19,2
6.085	Proventi netti su partecipazioni		632	621	(11)	(1,7)
13.964	Utile prima delle imposte		5.360	6.029	669	12,5
(9.005)	Imposte sul reddito		(3.925)	(4.111)	(186)	(4,7)
64,5	Tax rate (%)		73,2	68,2	(5,0)	
4.959	Utile netto		1.435	1.918	483	33,7
	<i>di competenza:</i>					
(201)	- interessenze di terzi		(383)	(43)	340	88,8
5.160	- azionisti Eni		1.818	1.961	143	7,9

Utile netto

Nel primo semestre 2014 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** è stato €1.961 milioni con un incremento di €143 milioni rispetto al primo semestre 2013 (+7,9%); l'utile operativo è stato di €5.901 milioni in aumento del 10,5%. Tali incrementi riflettono la perdita straordinaria rilevata da Saipem nel periodo di confronto (€680 milioni) per effetto della revisione della stima di redditività di alcuni importanti progetti. In aggiunta a tale driver, i risultati del primo semestre 2014 di Eni sono stati sostenuti dal miglioramento gestionale della Gas & Power grazie ai benefici economici connessi alla rinegoziazione di alcuni contratti di approvvigionamento long-term, con effetti in parte relativi ai precedenti esercizi.

Gli altri settori di attività di Eni sono stati penalizzati dal persistere del rischio geopolitico e dall'euro forte nella E&P e dalla debolezza dei fondamentali di mercato nella raffinazione e nella chimica a causa della lenta ripresa dell'area Euro, stagnazione della domanda di commodity, eccesso di capacità, crescente pressione competitiva da parte dei player russi e asiatici ed elevato costo della materia prima petrolifera che hanno determinato una forte pressione sui margini di lavorazione e commercializzazione. Il tax rate consolidato ha registrato una riduzione di 5 punti percentuali che si determina per effetto della minore incidenza sull'utile ante imposte di Gruppo del settore Exploration & Production, soggetto ad aliquote più elevate di quella statutory italiana, e

della mancata valorizzazione fiscale della perdita di Saipem nel periodo di confronto, il cui effetto è stato in parte compensato

dall'incremento del tax rate del settore Exploration & Production a causa della maggiore incidenza dei Paesi a più elevata fiscalità.

Utile netto adjusted

Esercizio 2013	[€ milioni]	Primo semestre			
		2013	2014	Var. ass.	Var. %
5.160	Utile netto di competenza azionisti Eni	1.818	1.961	143	7,9
438	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	210	11		
(1.165)	Esclusione special item	(67)	83		
4.433	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni^(a)	1.961	2.055	94	4,8

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

L'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni è stato di €2.055 milioni con un incremento di €94 milioni rispetto al primo semestre 2013, pari al 4,8% (-8% al netto delle perdite straordinarie Saipem del semestre di confronto), che riflette il miglioramento della performance operativa (+9%, che si ridetermina in -2,6% al netto dell'effetto Saipem nel 2013) e la riduzione di circa 6 punti percentuali del tax rate adjusted consolidato dovuta alla minore incidenza del settore E&P sull'utile ante imposte di Gruppo e alla mancata valorizzazione fiscale della perdita del settore Ingegneria & Costruzioni nel 2013, i cui effetti sono stati in parte compensati dall'incremento del tax rate del settore Exploration & Production a causa della maggiore incidenza dei Paesi a più elevata fiscalità.

L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo la perdita di magazzino di €11 milioni e gli special item costituiti da oneri netti di €83 milioni, assunti dopo la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi relativi alla gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity, per una rettifica positiva di €30 milioni.

Gli **special item dell'utile operativo** di €303 milioni si riferiscono principalmente a:

(i) svalutazioni nel settore E&P (€187 milioni) relative principalmente a una proprietà oil&gas per la quale Eni non preve-

- de l'impegno finanziario per sostenere le attività di sviluppo;
- (ii) svalutazioni delle reti di distribuzione carburanti nella Repubblica Ceca e Slovacchia per allineamento al probabile prezzo di cessione il cui effetto è in parte compensato dalla ripresa di valore dell'interest Eni nella joint venture di raffinazione che assicura il supply a tali reti inclusa nello stesso processo di dismissione (complessivamente €51 milioni), nonché a investimenti di periodo per compliance e stay-in-business relativi a Cash Generating Unit integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività nel settore Refining & Marketing (€96 milioni) e nella chimica (€7 milioni);
- (iii) componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere contabilizzati in hedge accounting (proventi di €281 milioni);
- (iv) accantonamenti per oneri ambientali (€74 milioni) e per incentivazione all'esodo (€30 milioni);
- (v) riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria (oneri di €30 milioni).

Gli **special item non operativi** includono la plusvalenza realizzata sulla cessione della quota residua in Galp (€96 milioni).

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

Esercizio 2013	[€ milioni]	Primo semestre			
		2013	2014	Var. ass.	Var. %
5.950	Exploration & Production	3.110	2.464	(646)	(20,8)
(253)	Gas & Power	(368)	197	565	..
(232)	Refining & Marketing	(190)	(324)	(134)	(70,5)
(338)	Versalis	(136)	(153)	(17)	(12,5)
(253)	Ingegneria & Costruzioni	(519)	215	734	..
(205)	Altre attività	(113)	(91)	22	19,5
(476)	Corporate e società finanziarie	(284)	(222)	62	21,8
39	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	78	22	(56)	
4.232	Utile netto adjusted	1.578	2.108	530	33,6
	<i>di competenza:</i>				
(201)	- interessenze di terzi	(383)	53	436	..
4.433	- azionisti Eni	1.961	2.055	94	4,8

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

I risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dalla ripresa dei prezzi di realizzo del petrolio a seguito del trend rialzista del prezzo di riferimento del Brent dell'1,3% rispetto al semestre 2013; mentre i prezzi del gas di produzione hanno continuato su deboli trend.

Il margine di raffinazione Eni (Standard Eni Refining Margin – SERM) che approssima il sistema e i bilanci materia delle raffinerie Eni, ha registrato una contrazione del 45,3%, sostenuto solo in minima parte dalla riapertura dello sconto dei greggi pesanti rispetto al marker Brent, in un quadro di estrema volatilità, a causa della debolezza strutturale del settore penalizzato da eccesso di capacità, contrazione della domanda di carburanti e crescente competizione da flussi di prodotto di

importazione da Russia, Medio Oriente e USA.

Il mercato del gas continua a essere caratterizzato da debolezza della domanda, pressione competitiva ed eccesso di offerta. La competizione sul pricing ha continuato a essere intensa tenuto conto degli obblighi minimi di prelievo dei contratti di approvvigionamento take-or-pay e delle ridotte opportunità di vendita. In calo il prezzo spot del gas in Europa che registra un decremento del 18,7% rispetto ai valori del semestre 2013. I margini dell'energia elettrica hanno raggiunto valori negativi a causa dell'eccesso di offerta e della competizione da altre fonti più economiche (fotovoltaico e carbone). I risultati dell'esercizio sono stati penalizzati dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+4,3%).

Esercizio 2013		Primo semestre		
		2013	2014	Var. %
108,66	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	107,50	108,93	1,3
1.328	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1.313	1.370	4,3
81,82	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	81,87	79,51	(2,9)
2,43	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	3,16	1,73	(45,3)
10,64	Prezzo gas NBP ^(d)	10,76	8,75	(18,7)
0,2	Euribor - euro a tre mesi (%)	0,2	0,3	50,0
0,3	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,3	0,2	(33,3)

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

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie.

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

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

Esercizio 2013		(€ milioni)	Primo semestre			
			2013	2014	Var. ass.	Var. %
31.264	Exploration & Production		15.614	14.802	(812)	(5,2)
32.212	Gas & Power		17.415	14.782	(2.633)	(15,1)
57.238	Refining & Marketing		29.683	28.686	(997)	(3,4)
5.859	Versalis		3.063	2.804	(259)	(8,5)
11.598	Ingegneria & Costruzioni		5.001	5.966	965	19,3
80	Altre attività		48	34	(14)	(29,2)
1.453	Corporate e società finanziarie		680	671	(9)	(1,3)
18	Effetto eliminazione utili interni		(27)	(31)	(4)	
(25.025)	Elisioni di consolidamento		(12.190)	(11.158)	1.032	
114.697			59.287	56.556	(2.731)	(4,6)

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel primo semestre 2014 (€56.556 milioni) sono diminuiti di €2.731 milioni rispetto al primo semestre 2013 (-4,6%) a causa dell'effetto cambio, della debolezza dei prezzi dei prodotti e del gas, del calo

complessivo di produzioni e vendite, in parte compensati dall'aumento registrato nel settore Ingegneria & Costruzioni per effetto della ripresa dell'attività rispetto alla contrazione registrata nel primo semestre 2013.

Costi operativi

Esercizio 2013	(€ milioni)	Primo semestre			
		2013	2014	Var. ass.	Var. %
90.003	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	47.047	43.346	(3.701)	(7,9)
539	di cui: - altri special item	(21)	75		
5.301	Costo lavoro	2.586	2.716	130	5,0
270	di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro	19	30		
95.304		49.633	46.062	(3.571)	(7,2)

I **costi operativi** sostenuti nel primo semestre 2014 (€46.062 milioni) sono diminuiti di €3.571 milioni rispetto al primo semestre 2013, pari al 7,2%. Gli **acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** (€43.346 milioni) sono diminuiti del 7,9% [-€3.701 milioni] per effetto della riduzione dei costi in euro delle materie prime e della rinegoziazione di alcuni contratti di approvvigionamento del gas con efficacia retro-

attiva a esercizi precedenti.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono **special item** di €75 milioni relativi essenzialmente ad accantonamenti di natura ambientale.

Il **costo lavoro** (€2.716 milioni) è aumentato di €130 milioni rispetto al primo semestre 2013 (+5%), per effetto principalmente dell'aumento dell'occupazione media all'estero.

Ammortamenti e svalutazioni

Esercizio 2013	(€ milioni)	Primo semestre			
		2013	2014	Var. ass.	Var. %
7.810	Exploration & Production	3.811	4.074	263	6,9
413	Gas & Power	198	164	(34)	(17,2)
345	Refining & Marketing	169	140	(29)	(17,2)
95	Versalis	42	49	7	16,7
721	Ingegneria & Costruzioni	356	362	6	1,7
1	Altre attività				
61	Corporate e società finanziarie	30	33	3	10,0
(25)	Effetto eliminazione utili interni	(13)	(12)	1	
9.421	Totale ammortamenti	4.593	4.810	217	4,7
2.400	Svalutazioni	88	378	290	..
11.821		4.681	5.188	507	10,8

Gli **ammortamenti** (€4.810 milioni) sono aumentati di €217 milioni (+4,7%) rispetto al primo semestre 2013 principalmente nel settore Exploration & Production per effetto degli avvii e messa a regime di giacimenti in produzione nel secondo semestre 2013.

Le **svalutazioni** ammontano a €378 milioni nel primo semestre 2014 e sono descritte nel commento agli special item nelle pagine precedenti.

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

Esercizio 2013	(€ milioni)	Primo semestre		
		2013	2014	Var. ass.
19	Exploration & Production	39	187	148
1.685	Gas & Power		1	1
633	Refining & Marketing	41	178	137
44	Versalis	6	7	1
19	Altre attività	2	5	3
2.400		88	378	290

Utile operativo

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

Esercizio 2013	(€ milioni)	Primo semestre			
		2013	2014	Var. ass.	Var. %
14.868	Exploration & Production	7.435	6.221	(1.214)	(16,3)
(2.967)	Gas & Power	(531)	653	1.184	..
(1.492)	Refining & Marketing	(541)	(623)	(82)	(15,2)
(725)	Versalis	(278)	(286)	(8)	(2,9)
(98)	Ingegneria & Costruzioni	(476)	291	767	..
(337)	Altre attività	(193)	(145)	48	24,9
(399)	Corporate e società finanziarie	(154)	(143)	11	7,1
38	Effetto eliminazione utili interni	76	(67)	(143)	
8.888	Utile operativo	5.338	5.901	563	10,5

Utile operativo adjusted

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

Esercizio 2013	(€ milioni)	Primo semestre			
		2013	2014	Var. ass.	Var. %
8.888	Utile operativo	5.338	5.901	563	10,5
716	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	336	15		
3.046	Esclusione special item	31	303		
12.650	Utile operativo adjusted	5.705	6.219	514	9,0
	Dettaglio per settore di attività:				
14.643	Exploration & Production	7.407	6.431	(976)	(13,2)
(638)	Gas & Power	(635)	311	946	..
(457)	Refining & Marketing	(310)	(442)	(132)	(42,6)
(386)	Versalis	(145)	(182)	(37)	(25,5)
(99)	Ingegneria & Costruzioni	(474)	293	767	..
(210)	Altre attività	(107)	(88)	19	17,8
(332)	Corporate e società finanziarie	(158)	(139)	19	12,0
129	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	127	35	(92)	
12.650		5.705	6.219	514	9,0

L'**utile operativo adjusted** che esclude la perdita di magazzino di €15 milioni e gli special item costituiti da oneri netti per un totale di €303 milioni, ammonta a €6.219 milioni con un incremento di €514 milioni rispetto al primo semestre 2013, pari al 9%, per effetto del miglioramento della performance operativa registrata nei settori:

- **Gas & Power**, con un utile operativo di €311 milioni, in netto miglioramento rispetto alla perdita operativa di €635 milioni registrata nel primo semestre 2013 (+€946 milioni). Il risultato riflette i benefici della rinegoziazione di una parte sostanziale del portafoglio di approvvigionamento long-term, con effetti economici in parte relativi ai precedenti esercizi, parzialmente compensati dalla flessione dei prezzi e dei volumi di gas ed energia elettrica a causa del continuo deterioramento della domanda energetica e della pressione competitiva;
- **Ingegneria & Costruzioni**, nel quale Eni opera attraverso la controllata Saipem, che evidenzia un recupero di €767 milioni (da

una perdita di €474 milioni ad un utile di €293 milioni) che riflette il graduale miglioramento gestionale del 2014 e il confronto con le perdite straordinarie rilevate nel primo semestre 2013 relative alla revisione di stima della redditività di importanti progetti.

Questi incrementi sono stati parzialmente compensati dal minor utile operativo registrato nei settori:

- **Exploration & Production** (-€976 milioni, pari al 13,2%) per effetto della minore produzione venduta a causa essenzialmente dei fattori geopolitici in Libia, dei maggiori ammortamenti determinati in particolare dagli avvii e messa a regime di giacimenti in produzione nella seconda metà del 2013 e dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+4,3%), in parte compensati dall'incremento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media +2,2%) sostenuti dall'andamento del Brent che ha assorbito la debolezza dei prezzi del gas;
- **Refining & Marketing** che ha registrato un ampliamento della per-

dita operativa adjusted (da €310 milioni del primo semestre 2013 a €442 milioni del primo semestre 2014) a causa del continuo de-

terioramento dello scenario di raffinazione e della contrazione della domanda di carburanti, in particolare nell'area del Mediterraneo.

Proventi (oneri) finanziari netti

Esercizio 2013		(€ milioni)	Primo semestre		Var. ass.
			2013	2014	
(827)	Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		(402)	(417)	(15)
(923)	- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine		(458)	(460)	(2)
43	- Interessi attivi verso banche		24	13	(11)
4	- Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading			16	16
49	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		32	14	(18)
(92)	Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati		(19)	(33)	(14)
(91)	- Strumenti finanziari derivati su valute		(18)	(54)	(36)
40	- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		30	31	1
(41)	- Opzioni		(31)	(10)	21
37	Differenze di cambio		(89)	14	103
(297)	Altri proventi (oneri) finanziari		(179)	(134)	45
61	- Interessi e altri proventi (oneri) su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		25	34	9
(240)	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(132)	(138)	(6)
(118)	- Altri proventi (oneri) finanziari		(72)	(30)	42
(1.179)			(689)	(570)	119
170	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		79	77	(2)
(1.009)			(610)	(493)	117

Gli **oneri finanziari netti** di €493 milioni registrano un miglioramento di €117 milioni rispetto al primo semestre 2013 che riflette la variazione positiva delle differenze di cambio per €103 milioni parzialmente assorbita da maggiori oneri su strumenti finanziari derivati su cambi (-€36 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. Altre variazio-

ni positive hanno riguardato proventi da valutazione al fair value di titoli held for trading (€16 milioni) a seguito della costituzione della riserva strategica di liquidità nel secondo semestre 2013, nonché il minore fair value delle opzioni implicite nei bond convertibili in azioni Snam e Galp per €21 milioni dovuto all'approssimarsi della scadenza e al prezzo di borsa di Galp che rende l'opzione out-of-the-money, mentre il prezzo di Snam è poco sopra il prezzo di esercizio.

Proventi netti su partecipazione

L'analisi dei proventi netti su partecipazioni relativa al primo semestre 2014 è illustrata nella tabella seguente:

Primo semestre 2014 (€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	57	35	6	15	(2)	111
Dividendi	86		34		54	174
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni				3	96	99
Altri proventi (oneri) netti	1	12	31		193	237
	144	47	71	18	341	621

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a €621 milioni e riguardano: (i) i dividendi delle partecipazioni valutate al costo (€174 milioni), in particolare la Nigeria LNG Ltd; (ii) le quote di competenza dei risultati di periodo delle imprese partecipate

valutate con il metodo del patrimonio netto (€111 milioni), principalmente nei settori Exploration & Production, Gas & Power e Ingegneria & Costruzioni; (iii) la plusvalenza realizzata sulla cessione della quota residua in Galp pari a €96 milioni, di cui €77 mi-

lioni relativi al reversal della riserva patrimoniale da valutazione. Gli altri proventi (€237 milioni) sono relativi alla valutazione al fair value delle azioni Snam (€96 milioni) e Galp (€97 milioni)

al servizio dei prestiti obbligazionari convertibili in essere alla data contabile del 30 giugno 2014.

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

Esercizio 2013		(€ milioni)	Primo semestre		Var. ass.
			2013	2014	
222	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		161	111	(50)
400	Dividendi		306	174	(132)
3.598	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni		174	99	(75)
1.865	Altri proventi (oneri) netti		(9)	237	246
6.085			632	621	(11)

Rispetto al primo semestre 2013 la riduzione dei dividendi (-€132 milioni) registrata in particolare nel settore E&P e la riduzione dei risultati delle partecipate valutate all'equity (-€50

milioni) nei settori G&P e E&P è stata compensata dai maggiori proventi da valutazione al fair value delle partecipazioni in Snam e Galp al servizio dei bond convertibili (+€225 milioni).

Imposte sul reddito

Esercizio 2013		(€ milioni)	Primo semestre		Var. ass.
			2013	2014	
	Utile ante imposte				
(3.885)	Italia		(1.156)	300	1.456
17.849	Estero		6.516	5.729	(787)
13.964			5.360	6.029	669
	Imposte sul reddito				
306	Italia		(160)	214	374
8.699	Estero		4.085	3.897	(188)
9.005			3.925	4.111	186
	Tax rate (%)				
..	Italia		..	71,3	..
48,7	Estero		62,7	68,0	5,3
64,5			73,2	68,2	(5,0)

Le **imposte sul reddito** di €4.111 milioni sono aumentate di €186 milioni, in particolare nel settore Gas & Power che nel 2013 registrava una perdita netta, parzialmente compensate dalle minori imposte correnti dalle imprese estere del settore Exploration & Production per effetto del calo dell'utile ante imposte.

Il tax rate reported pari al 68,2% diminuisce di 5 punti percentuali a causa della minore incidenza sull'utile ante imposte di Gruppo del reddito prodotto dalle imprese estere del settore Exploration & Production che sostengono più elevate aliquote fiscali e della

mancata valorizzazione fiscale della perdita di Saipem nel periodo di confronto, i cui effetti sono stati attenuati dall'incremento del tax rate del settore Exploration & Production a causa della maggiore incidenza dei Paesi a più elevata fiscalità.

Il tax rate adjusted, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto dell'utile/perdita di magazzino e degli special item, è del 65,8%, in riduzione rispetto al primo semestre 2013 (72% nel primo semestre 2013) a causa degli stessi driver.

Risultati per settore di attività¹

Exploration & Production

Esercizio 2013	(€ milioni)	Primo semestre				
		2013	2014	Var. ass.	Var. %	
14.868	Utile operativo	7.435	6.221	(1.214)	(16,3)	
(225)	Esclusione special item:	(28)	210			
19	- svalutazioni di asset e altre attività	39	187			
(283)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(65)	2			
7	- accantonamenti a fondo rischi		(5)			
52	- oneri per incentivazione all'esodo	10	20			
(2)	- derivati su commodity		2			
(2)	- differenze e derivati su cambi	(9)	7			
(16)	- altro	(3)	(3)			
14.643	Utile operativo adjusted	7.407	6.431	(976)	(13,2)	
(264)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(125)	(134)	(9)		
367	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	283	146	(137)		
(8.796)	Imposte sul reddito ^(a)	(4.455)	(3.979)	476		
59,7	Tax rate [%]	58,9	61,8	2,9		
5.950	Utile netto adjusted	3.110	2.464	(646)	(20,8)	
	I risultati includono:					
7.829	ammortamenti e svalutazioni di asset di cui:	3.850	4.261	411	10,7	
1.736	ammortamenti di ricerca esplorativa	891	816	(75)	(8,4)	
1.362	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	730	649	(81)	(11,1)	
374	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	161	167	6	3,7	
	Prezzi medi di realizzo					
99,44	Petrolio ^(b)	(\$/barile)	97,60	100,04	2,44	2,5
256,57	Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	256,83	253,98	(2,85)	(1,1)
71,87	Idrocarburi	(\$/boe)	70,33	71,87	1,54	2,2

(a) Escludono gli special item.

(b) Include condensati.

Nel primo semestre 2014 il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €6.431 milioni con una riduzione di €976 milioni rispetto al primo semestre 2013, pari al 13,2%, a causa della minore produzione venduta a seguito essenzialmente dei fattori geopolitici in Libia, dei maggiori ammortamenti determinati in particolare dagli avvii e messa a regime di giacimenti in produzione nella seconda metà del 2013, nonché dell'effetto dell'apprezzamento dell'euro nella conversione dei bilanci delle imprese estere aventi il dollaro come valuta funzionale. Tali fattori sono stati in parte compensati dall'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (+2,2%) sostenuti dall'andamento del marker Brent che ha assorbito la debolezza dei prezzi del gas.

Gli **special item** dell'utile operativo adjusted di €210 milioni hanno riguardato svalutazioni (€187 milioni) principalmente di una proprietà oil&gas per la quale Eni non prevede l'impegno finanziario per sostenere le attività di sviluppo, l'accantonamento di oneri per incentivazione all'esodo (€20 milioni) e la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e derivati su cambi (oneri di €7 milioni).

L'**utile netto adjusted** di €2.464 milioni è diminuito di €646 milioni (-20,8%) rispetto al primo semestre 2013 per effetto del peggioramento della performance operativa.

[1] Per la definizione e la determinazione dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted utilizzati nel commento dei risultati di Gruppo e dei settori di attività si veda il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

Gas & Power

Esercizio 2013	(€ milioni)	Primo semestre			
		2013	2014	Var. ass.	Var. %
(2.967)	Utile operativo	(531)	653	1.184	..
191	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(33)	(107)		
2.138	Esclusione special item:	(71)	(235)		
1.685	- svalutazioni		1		
1	- plusvalenze nette su cessione di asset				
292	- accantonamento a fondo rischi	(102)			
(1)	- oneri ambientali				
10	- oneri per incentivazione all'esodo	1	1		
314	- derivati su commodity	54	(283)		
(186)	- differenze e derivati su cambi	(39)	11		
23	- altro	15	35		
(638)	Utile operativo adjusted	(635)	311	946	..
(818)	Mercato	(743)	232	975	..
180	Trasporto internazionale	108	79	(29)	(26,9)
14	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	12	4	(8)	
70	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	57	35	(22)	
301	Imposte sul reddito ^(a)	198	(153)	(351)	
..	Tax rate (%)	..	43,7		
(253)	Utile netto adjusted	(368)	197	565	..

(a) Escludono gli special item.

Nel primo semestre 2014 il settore Gas & Power ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €311 milioni con un sensibile miglioramento rispetto al primo semestre 2013 che chiudeva con una perdita operativa di €635 milioni. Il risultato riflette i benefici della rinegoziazione di una parte sostanziale del portafoglio di approvvigionamento long-term tra il quarto trimestre 2013 e il 30 giugno 2014, nonché di alcune rinegoziazioni con effetti economici retroattivi ai precedenti esercizi. Tali proventi sono stati attenuati dal continuo deterioramento dei prezzi di vendita spot in Italia a causa della debolezza strutturale della domanda e dell'oversupply con effetto trascinamento sui prezzi di vendita nei contratti di somministrazione long-term, dalla riduzione delle tariffe regolamentate nel settore retail dovuta al nuovo impianto tariffario dell'AEEG che ha spostato l'indicizzazione della mate-

ria prima da oil-linked a hub, nonché dalla flessione dei margini dell'energia elettrica dovuta alla crisi del settore. In riduzione la performance operativa del Trasporto Internazionale (-26,9%).

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo adjusted ammontano a €235 milioni e si riferiscono a proventi da valutazione a fair value di derivati su commodity di €283 milioni privi dei requisiti formali per essere contabilizzati in hedge accounting, nonché a oneri relativi all'adeguamento al valore netto di realizzo del deferred cost relativo al gas prepagato per l'attivazione della clausola take-or-pay (€31 milioni).

L'**utile netto adjusted** di €197 milioni ha registrato un miglioramento di €565 milioni rispetto al primo semestre 2013.

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 2013	(€ milioni)	Primo semestre			
		2013	2014	Var. ass.	Var. %
(28)	EBITDA pro-forma adjusted	(318)	551	869	..
(346)	Mercato	(489)	401	890	..
318	Trasporto Internazionale	171	150	(21)	(12,3)

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 ad un'utility. In tale ambito, l'EBITDA adjusted consente agli analisti e investitori di apprezzare meglio la performance relativa del settore Gas & Power Eni rispetto alle

altre utility europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle utility. L'EBITDA adjusted non è previsto dagli IFRS.

Refining & Marketing

Esercizio 2013	[€ milioni]	Primo semestre			
		2013	2014	Var. ass.	Var. %
(1.492)	Utile operativo	(541)	(623)	(82)	(15,2)
221	Esclusione (utile) perdita di magazzino	195	(63)		
814	Esclusione special item:	36	244		
633	- svalutazioni	41	178		
(9)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(2)			
93	- oneri ambientali	16	41		
91	- oneri per incentivazione all'esodo	4	4		
5	- derivati su commodity	(2)	(1)		
(2)	- differenze e derivati su cambi	(19)	11		
3	- altro	(2)	11		
(457)	Utile operativo adjusted	(310)	(442)	(132)	(42,6)
(6)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(3)	(5)	(2)	
56	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	39	40	1	
175	Imposte sul reddito ^(a)	84	83	(1)	
(232)	Utile netto adjusted	(190)	(324)	(134)	(70,5)

(a) Escludono gli special item.

Nel primo semestre 2014 il settore Refining & Marketing ha registrato la **perdita operativa adjusted** di €442 milioni con un peggioramento del 42,6% rispetto al primo semestre 2013 (-€132 milioni) che riflette il continuo deterioramento dello scenario di raffinazione, la contrazione della domanda di carburanti, in particolare nell'area del Mediterraneo e la crescente pressione competitiva da flussi di prodotto importato da Russia, Medio Oriente e Stati Uniti. In tale scenario il margine indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin) che approssima il sistema e i bilanci materia delle raffinerie Eni, ha registrato una contrazione del 45,3%. L'andamento dello scenario è stato parzialmente compensato dalle iniziative di efficienza, in particolare volte alla riduzione dei costi energetici e di struttura, e di ottimizzazione degli assetti, con la riduzione delle lavorazioni presso le raffinerie meno competitive. I risultati del Marketing hanno registrato un calo rispetto all'analogo periodo dello scorso anno per effetto della contrazione dei consumi nel segmento retail e dell'intensificarsi della pressione competitiva.

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo adjusted di €244 milioni hanno riguardato principalmente la svalutazione di reti di distribuzione carburanti nella Repubblica Ceca e Slovacchia per allineamento al probabile prezzo di cessione, il cui effetto è in parte compensato dalla ripresa di valore dell'interest Eni nella joint venture di raffinazione che assicura il supply a tali reti nell'ambito dello stesso processo di dismissione (complessivamente €51 milioni), nonché svalutazioni di investimenti di periodo per compliance e stay-in-business relativi a Cash Generating Unit integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€96 milioni), accantonamenti di oneri ambientali (€41 milioni) ed oneri per incentivazione all'esodo (€4 milioni).

La **perdita netta adjusted** si attesta a €324 milioni, in peggioramento di €134 milioni rispetto alla perdita registrata nel primo semestre 2013 (-€190 milioni) per effetto delle maggiori perdite operative.

Versalis

Esercizio 2013	Primo semestre	2013	2014	Var. ass.	Var. %
(725)	Utile operativo	(278)	(286)	(8)	(2,9)
213	Esclusione (utile) perdita di magazzino	123	83		
126	Esclusione special item:	10	21		
44	- svalutazioni	6	7		
4	- accantonamenti a fondo rischi	4			
61	- oneri ambientali	2	7		
23	- oneri per incentivazione all'esodo	1	3		
(1)	- derivati su commodity	1	1		
(5)	- differenze e derivati su cambi	(4)	1		
	- altro		2		
(386)	Utile operativo adjusted	(145)	(182)	(37)	(25,5)
(2)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(1)	(2)	(1)	
	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	(1)	(2)	(1)	
50	Imposte sul reddito ^(a)	11	33	22	
(338)	Utile netto adjusted	(136)	(153)	(17)	(12,5)

(a) Escludono gli special item.

Nel primo semestre 2014 il settore ha registrato un ampliamento della **perdita operativa adjusted** di €37 milioni rispetto al primo semestre 2013 (-25,5%) per effetto dei rincari del costo della materia prima petrolifera e della perdurante debolezza della domanda di commodity dovuta all'andamento congiunturale e alla competizione dai produttori asiatici con effetti depressivi sui margini unitari e sui volumi di vendita.

Gli **special item** esclusi dalla perdita operativa di €21 milioni di oneri netti si riferiscono essenzialmente a oneri ambientali (€7 milioni), svalutazioni di linee di business marginali prive di prospettive di reddito (€7 milioni), nonché a oneri per incentivazione all'esodo di €3 milioni.

La **perdita netta adjusted** di €153 milioni ha registrato un peggioramento di €17 milioni rispetto al primo semestre 2013 (-12,5%).

Ingegneria & Costruzioni

Esercizio 2013	Primo semestre	2013	2014	Var. ass.	Var. %
(98)	Utile operativo	(476)	291	767	..
(1)	Esclusione special item:	2	2		
107	- plusvalenze nette su cessione di asset	1	1		
2	- oneri per incentivazione all'esodo		1		
(1)	- derivati su commodity	1			
(109)	- altri				
(99)	Utile operativo adjusted	(474)	293	767	..
(5)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(2)	(3)	(1)	
2	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	9	15	6	
(151)	Imposte sul reddito ^(a)	(52)	(90)	(38)	
..	Tax rate (%)	..	29,5		
(253)	Utile netto adjusted	(519)	215	734	..

(a) Escludono gli special item.

Nel primo semestre 2014 il settore Ingegneria & Costruzioni, nel quale Eni opera tramite la controllata Saipem, ha registra-

to l'**utile operativo adjusted** di €293 milioni, che evidenzia un miglioramento di €767 milioni rispetto all'anno precedente per

effetto del miglioramento gestionale del 2014 e delle perdite straordinarie registrate nel periodo di confronto, relative alla revisione di stima della redditività di importanti progetti.

L'**utile netto adjusted** è aumentato di €734 milioni nel semestre, a €215 milioni.

Altre attività

Esercizio 2013	[€ milioni]	Primo semestre			
		2013	2014	Var. ass.	Var. %
(337)	Utile operativo	(193)	(145)	48	24,9
127	Esclusione special item:	86	57		
19	- svalutazioni	2	5		
(3)	- plusvalenze nette su cessione di asset				
31	- accantonamenti a fondo rischi	23	3		
52	- oneri ambientali	36	26		
20	- oneri per incentivazione all'esodo	1			
8	- altro	24	23		
(210)	Utile operativo adjusted	(107)	(88)	19	17,8
4	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(6)	(3)	3	
1	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)				
	Imposte sul reddito ^{(a) (b)}				
(205)	Utile netto adjusted	(113)	(91)	22	19,5

(a) Escludono gli special item.

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

Corporate e società finanziarie

Esercizio 2013	[€ milioni]	Primo semestre			
		2013	2014	Var. ass.	Var. %
(399)	Utile operativo	(154)	(143)	11	7,1
67	Esclusione special item:	(4)	4		
	- accantonamenti a fondo rischi		3		
72	- oneri per incentivazione all'esodo	2	1		
(5)	- altro	(6)			
(332)	Utile operativo adjusted	(158)	(139)	19	12,0
(560)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(366)	(392)	(26)	
290	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	43	247	204	
126	Imposte sul reddito ^(a)	197	62	(135)	
(476)	Utile netto adjusted	(284)	(222)	62	21,8

(a) Escludono gli special item.

Non-GAAP measure

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

Il management Eni valuta la performance del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, ad eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane. 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'accrretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

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

[€ milioni]

Primo semestre 2014

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	6.221	653	(623)	(286)	291	(143)	(145)	(67)	5.901
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(107)	(63)	83				102	15
Esclusione special item:									
- oneri ambientali			41	7			26		74
- svalutazioni	187	1	178	7			5		378
- plusvalenze nette su cessione di asset	2				1				3
- accantonamenti a fondo rischi	(5)					3	3		1
- oneri per incentivazione all'esodo	20	1	4	3	1	1			30
- derivati su commodity	2	(283)	(1)	1					(281)
- differenze e derivati su cambi	7	11	11	1					30
- altro	(3)	35	11	2			23		68
Special item dell'utile operativo	210	(235)	244	21	2	4	57		303
Utile operativo adjusted	6.431	311	(442)	(182)	293	(139)	(88)	35	6.219
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(134)	4	(5)	(2)	(3)	(392)	(3)		(535)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	146	35	40	(2)	15	247			481
Imposte sul reddito ^(b)	(3.979)	(153)	83	33	(90)	62		(13)	(4.057)
Tax rate (%)	61,8	43,7	..		29,5				65,8
Utile netto adjusted	2.464	197	(324)	(153)	215	(222)	(91)	22	2.108
<i>di competenza:</i>									
- interessenze di terzi									53
- azionisti Eni									2.055
Utile netto di competenza azionisti Eni									1.961
Esclusione (utile) perdita di magazzino									11
Esclusione special item									83
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									2.055

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Primo semestre 2013

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	7.435	(531)	(541)	(278)	(476)	(154)	(193)	76	5.338
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(33)	195	123				51	336
Esclusione special item:									
- 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
Special item dell'utile operativo	(28)	(71)	36	10	2	(4)	86		31
Utile operativo adjusted	7.407	(635)	(310)	(145)	(474)	(158)	(107)	127	5.705
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(125)	12	(3)	(1)	(2)	(366)	(6)		(491)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	283	57	39	(1)	9	43			430
Imposte sul reddito ^(a)	(4.455)	198	84	11	(52)	197		(49)	(4.066)
Tax rate (%)	58,9				72,0
Utile netto adjusted	3.110	(368)	(190)	(136)	(519)	(284)	(113)	78	1.578
<i>di competenza:</i>									
- interessenze di terzi									(383)
- azionisti Eni									1.961
Utile netto di competenza azionisti Eni									1.818
Esclusione (utile) perdita di magazzino									210
Esclusione special item									(67)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									1.961

(a) Escludono gli special item.

[€ milioni]

Esercizio 2013

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	14.868	(2.967)	(1.492)	(725)	(98)	(399)	(337)	38	8.888
Esclusione (utile) perdita di magazzino		191	221	213				91	716
Esclusione special item:									
- oneri ambientali		(1)	93	61			52		205
- svalutazioni	19	1.685	633	44			19		2.400
- plusvalenze nette su cessione di asset	(283)	1	(9)		107		(3)		(187)
- accantonamenti a fondo rischi	7	292		4			31		334
- oneri per incentivazione all'esodo	52	10	91	23	2	72	20		270
- derivati su commodity	(2)	314	5	(1)	(1)				315
- differenze e derivati su cambi	(2)	(186)	(2)	(5)					(195)
- altro	(16)	23	3		(109)	(5)	8		(96)
Special item dell'utile operativo	(225)	2.138	814	126	(1)	67	127		3.046
Utile operativo adjusted	14.643	(638)	(457)	(386)	(99)	(332)	(210)	129	12.650
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(264)	14	(6)	(2)	(5)	(560)	4		(819)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	367	70	56		2	290	1		786
Imposte sul reddito ^(a)	(8.796)	301	175	50	(151)	126		(90)	(8.385)
Tax rate (%)	59,7				66,5
Utile netto adjusted	5.950	(253)	(232)	(338)	(253)	(476)	(205)	39	4.232
<i>di competenza:</i>									
- interessenze di terzi									(201)
- azionisti Eni									4.433
Utile netto di competenza azionisti Eni									5.160
Esclusione (utile) perdita di magazzino									438
Esclusione special item									(1.165)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									4.433

(a) Escludono gli special item.

Dettaglio degli special item

Esercizio 2013	(€ milioni)	Primo semestre	
		2013	2014
3.046	Special item dell'utile operativo	31	303
205	- oneri ambientali	54	74
2.400	- svalutazioni	88	378
(187)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(66)	3
334	- accantonamenti a fondo rischi	(75)	1
270	- oneri per incentivazione all'esodo	19	30
315	- derivati su commodity	54	(281)
(195)	- differenze e derivati su cambi	(71)	30
(96)	- altro	28	68
190	Oneri (proventi) finanziari	119	(42)
	di cui:		
195	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo	71	(30)
(5.299)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(202)	(140)
	di cui:		
(3.599)	plusvalenze da cessione	(174)	(96)
(3.359)	di cui: plusvalenza cessione 28,57% di Eni East Africa		
(98)	Galp	(95)	(96)
(75)	Snam	(75)	
(1.682)	plusvalenze da rivalutazione di partecipazioni		
(1.682)	di cui: Artic Russia		
11	svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		(29)
898	Imposte sul reddito	(15)	58
	di cui:		
954	- svalutazione imposte anticipate imprese italiane		
490	- adeguamento fiscalità differite su PSA		45
64	- linearizzazione effetto fiscale dividendi intercompany e altro	41	42
(610)	- fiscalità su special item	(56)	(17)
	- altri proventi netti di imposta		(12)
(1.165)	Totale special item dell'utile netto	(67)	179
	di competenza:		
	- interessenze di terzi		96
(1.165)	- azionisti Eni	(67)	83

Dettaglio delle svalutazioni

Esercizio 2013	(€ milioni)	Primo semestre		
		2013	2014	Var. ass.
2.290	Svalutazione asset materiali/immateriali	136	330	194
333	Svalutazione goodwill		51	51
(223)	Rivalutazioni	(48)	(3)	45
2.400	Totale svalutazioni	88	378	290

Stato patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché

consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (leverage).

Stato patrimoniale riclassificato^(a)

(€ milioni)	31 dicembre 2013	30 giugno 2014	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	63.763	65.913	2.150
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.573	2.457	(116)
Attività immateriali	3.876	3.707	(169)
Partecipazioni	6.180	5.524	(656)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.339	1.556	217
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.255)	(1.263)	(8)
	76.476	77.894	1.418
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	7.939	8.257	318
Crediti commerciali	21.212	19.706	(1.506)
Debiti commerciali	(15.584)	(13.540)	2.044
Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.062)	(3.678)	(616)
Fondi per rischi e oneri	(13.120)	(14.465)	(1.345)
Altre attività (passività) d'esercizio	1.274	2.548	1.274
	(1.341)	(1.172)	169
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.279)	(1.302)	(23)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	2.156	442	(1.714)
CAPITALE INVESTITO NETTO	76.012	75.862	(150)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	58.210	58.502	292
Interessenze di terzi	2.839	2.759	(80)
Patrimonio netto	61.049	61.261	212
Indebitamento finanziario netto	14.963	14.601	(362)
COPERTURE	76.012	75.862	(150)

(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 (€77.894 milioni) è aumentato di €1.418 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 per effetto degli investimenti tecnici (€5.524 milioni) e della revisione delle stime dei costi di abbandono e ripristino siti nel settore Exploration & Production anche per effetto tassi (+€1.064 milioni), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni del periodo (€5.188 milioni).

Capitale di esercizio netto

Il capitale di esercizio netto (-€1.172 milioni) è aumentato di €169 milioni per effetto: (i) dell'incremento delle altre attività nette (+€1.274 milioni) dovuto alla maggiore esposizione verso i partner in joint venture nella E&P, in parte compensata dalla riduzione del deferred cost relativo al gas prepagato in attivazione della clausola di take-or-pay grazie al recupero ottenuto con le rinegoziazioni; (ii)

dell'incremento del saldo crediti/debiti commerciali (+€538 milioni) principalmente nel settore Ingegneria & Costruzioni dove Eni opera attraverso la Saipem; (iii) dell'incremento delle rimanenze (+€318 milioni) per effetto dei maggiori lavori in corso di lavorazione nel settore Ingegneria & Costruzioni. Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dall'incremento della voce "Fondi per rischi e oneri" (+€1.345 milioni) a seguito della revisione dei citati costi di abbandono e della voce "Debiti tributari e fondo imposte netto".

Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili (€442 milioni) riguardano le reti di distribuzione di carburanti nella Repubblica Ceca, Slovacchia e Romania e la relativa quota di capacità di raffinazione locale e partecipazioni non core nel settore Gas & Power.

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 comprese le 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 2013	30 giugno 2014	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	25.560	26.262	702
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	4.685	6.295	1.610
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	20.875	19.967	(908)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5.431)	(6.518)	(1.087)
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all’attività operativa	(5.037)	(5.028)	9
Crediti finanziari non strumentali all’attività operativa	(129)	(115)	14
Indebitamento finanziario netto	14.963	14.601	(362)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	61.049	61.261	212
Leverage	0,25	0,24	(0,01)

L’**indebitamento finanziario netto** al 30 giugno 2014 è pari a €14.601 milioni, in calo di €362 milioni rispetto al 31 dicembre 2013.

I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a €26.262 milioni, di cui €6.295 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di

€3.057 milioni) e €19.967 milioni a lungo termine.

Il **leverage** – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è pari allo 0,24 al 30 giugno 2014 rispetto allo 0,25 al 31 dicembre 2013.

Prospetto dell’utile complessivo

(€ milioni)	Primo semestre	
	2013	2014
Utile netto	1.435	1.918
Altre componenti dell’utile complessivo:		
<i>Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall’euro</i>	157	423
<i>Valutazione al fair value delle partecipazioni in Galp e Snam</i>	(100)	(77)
<i>Variatione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	3	250
<i>Variatione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	(2)	5
<i>Quota di pertinenza delle altre componenti dell’utile complessivo delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	2	(1)
<i>Effetto fiscale</i>		(77)
	60	523
Totale utile complessivo	1.495	2.441
<i>di competenza:</i>		
- interessenze di terzi	(394)	(34)
- azionisti Eni	1.889	2.475

Patrimonio netto

(€ milioni)

Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2013		61.049
Utile complessivo	2.441	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.986)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(48)	
Acquisto azioni proprie Eni	(202)	
Altre variazioni	7	
Totale variazioni		212
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2014		61.261
<i>di competenza:</i>		
- interessenze di terzi		2.759
- azionisti Eni		58.502

Il **patrimonio netto comprese le interessenze di terzi** (€61.261 milioni) è aumentato di €212 milioni per effetto dell'utile complessivo di periodo (€2.441 milioni) dato dall'utile di conto economico di €1.918 milioni, dalle differenze cambio da conversione positive (€423 milioni), nonché dalla variazione positiva della riserva cash flow hedge (€250 milioni) al netto del re-

versal della riserva da valutazione a fair value delle azioni Galp per effetto della cessione. Tale incremento è stato compensato dalla distribuzione dei dividendi e altri movimenti di patrimonio di €2.229 milioni (saldo dividendo Eni per l'esercizio 2013 di €1.986 milioni, dividendi ad altre entità minori e il riacquisto delle azioni Eni).

Rendiconto finanziario riclassificato

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

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

Rendiconto finanziario riclassificato^(a)

Esercizio 2013	[€ milioni]	Primo semestre		Var. ass.
		2013	2014	
4.959	Utile netto	1.435	1.918	483
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
9.723	- ammortamenti e altri componenti non monetari	4.703	4.938	235
(3.770)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(168)	(20)	148
9.174	- dividendi, interessi e imposte	3.934	4.213	279
456	Variazione del capitale di esercizio	(54)	(1.689)	(1.635)
(9.516)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(5.035)	(3.620)	1.415
11.026	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.815	5.740	925
(12.800)	Investimenti tecnici	(5.947)	(5.524)	423
(317)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(176)	(193)	(17)
6.360	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	2.465	3.014	549
(243)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	23	(91)	(114)
4.026	Free cash flow	1.180	2.946	1.766
(3.981)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa ^(b)	954	36	(918)
1.715	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	208	348	140
(4.225)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.191)	(2.235)	(44)
(40)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(13)	(8)	5
(2.505)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	138	1.087	949

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

Esercizio 2013	[€ milioni]	Primo semestre		Var. ass.
		2013	2014	
4.026	Free cash flow	1.180	2.946	1.766
(21)	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(6)	(19)	(13)
(23)	Debiti e crediti finanziari società disinvestite			
349	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	102	(330)	(432)
(4.225)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.191)	(2.235)	(44)
106	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(915)	362	1.277

(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 gli investimenti e i disinvestimenti (su base netta) in titoli held-for-trading e altri investimenti/disinvestimenti in strumenti di impiego a breve delle disponibilità che sono portati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto. Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

Esercizio 2013	[€ milioni]	Primo semestre		Var. ass.
		2013	2014	
	Investimenti:			
(5.029)	- titoli		(3)	(3)
(105)	- crediti finanziari	(142)	(89)	53
(5.134)		(142)	(92)	50
	Disinvestimenti:			
28	- titoli	22	27	5
1.125	- crediti finanziari	1.074	101	(973)
1.153		1.096	128	(968)
(3.981)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	954	36	(918)

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** è stato di €5.740 milioni. Tale flusso di cassa e gli incassi da dismissioni di €3.014 milioni, relativi essenzialmente alla cessione della partecipazione Eni in Artic Russia (€2.160 milioni) e dell'8% della partecipazione residua in Galp Energia (€824 milioni), hanno coperto parte dei fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici (€5.524 milioni) e al pagamento dei dividendi e altri movimenti di patrimo-

nio di €2.235 milioni (di cui €1.986 milioni relativi al saldo dividendo 2013 agli azionisti Eni e €202 milioni al riacquisto di azioni Eni), determinando una riduzione dell'indebitamento finanziario netto di €362 milioni rispetto al 31 dicembre 2013. 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 (-€675 milioni).

Investimenti tecnici

Esercizio 2013		(€ milioni)	Primo semestre			
			2013	2014	Var. ass.	Var. %
10.475	Exploration & Production		4.893	4.688	(205)	(4,2)
109	- acquisto di riserve proved e unproved					
1.669	- ricerca esplorativa		944	697		
8.580	- sviluppo		3.907	3.944		
117	- altro		42	47		
229	Gas & Power		83	75	(8)	(9,6)
206	- Mercato		74	69		
23	- Trasporto Internazionale		9	6		
672	Refining & Marketing		229	229		
497	- raffinazione, supply e logistica		163	181		
175	- marketing		66	48		
314	Versalis		111	125	14	12,6
902	Ingegneria & Costruzioni		490	329	(161)	(32,9)
21	Altre attività		5	7	2	40,0
190	Corporate e società finanziarie		107	46	(61)	(57,0)
(3)	Effetto eliminazione utili interni		29	25	(4)	
12.800	Investimenti tecnici		5.947	5.524	(423)	(7,1)

Nel primo semestre 2014 gli investimenti tecnici di €5.524 milioni (€5.947 milioni nel primo semestre 2013) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Angola, Italia, Congo, Nigeria, Kazakhstan ed Egitto, e le attività di ricerca esplorativa con investimenti concentrati per il 98% all'estero, in particolare in Nigeria, Mozambico, Stati Uniti, Angola, Liberia e Norvegia;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€329 milioni) per l'upgrading della flotta;
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (€181 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 (€48 milioni);
- iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€40 milioni).

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

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)		31 dicembre 2013		30 giugno 2014	
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
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			63.763		65.913
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			2.573		2.457
Attività immateriali			3.876		3.707
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni			6.180		5.524
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 7 e nota 13)		1.339		1.556
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.255)		(1.263)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 7)	88		86	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 15)	702		659	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 17)	(2.045)		(2.008)	
Totale capitale immobilizzato			76.476		77.894
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			7.939		8.257
Crediti commerciali	(vedi nota 7)		21.212		19.706
Debiti commerciali	(vedi nota 17)		(15.584)		(13.540)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(3.062)		(3.678)
- passività per imposte sul reddito correnti		(755)		(845)	
- passività per altre imposte correnti		(2.291)		(2.477)	
- passività per imposte differite		(6.750)		(7.138)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 23)	(22)		(20)	
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 17)	(12)		(12)	
- crediti per consolidato fiscale	(vedi nota 7)	8		4	
- attività per imposte sul reddito correnti		802		730	
- attività per altre imposte correnti		835		897	
- attività per imposte anticipate		4.658		4.579	
- altre attività per imposte	(vedi nota 15)	465		604	
Fondi per rischi e oneri			(13.120)		(14.465)
Altre attività (passività), composte da:			1.274		2.548
- titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 6)	202		236	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 7)	403		411	
- altri crediti	(vedi nota 7)	6.569		7.343	
- altre attività (correnti)		1.325		3.351	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 15)	2.509		1.732	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 17)	(6.060)		(5.671)	
- altre passività (correnti)		(1.437)		(2.760)	
- altri debiti, altre passività	(vedi nota 23)	(2.237)		(2.094)	
Totale capitale di esercizio netto			(1.341)		(1.172)
Fondi per benefici ai dipendenti			(1.279)		(1.302)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			2.156		442
composte da:					
- attività destinate alla vendita		2.296		663	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(140)		(221)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			76.012		75.862
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi			61.049		61.261
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			25.560		26.262
- passività finanziarie a lungo termine		20.875		19.967	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.132		3.057	
- passività finanziarie a breve termine		2.553		3.238	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(5.431)		(6.518)
Titoli held-for-trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 5 e nota 6)		(5.037)		(5.028)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 7)		(129)		(115)
Totale indebitamento finanziario netto^(a)			14.963		14.601
COPERTURE			76.012		75.862

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 20 al Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Rendiconto finanziario riclassificato

(€ milioni)	Primo semestre 2013		Primo semestre 2014	
Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile netto		1.435		1.918
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		4.703		4.938
- ammortamenti	4.593		4.810	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	88		378	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(161)		(111)	
- altre variazioni	167		(143)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	16		4	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(168)		(20)
Dividendi, interessi e imposte		3.934		4.213
- dividendi	(306)		(174)	
- interessi attivi	(59)		(75)	
- interessi passivi	374		351	
- imposte sul reddito	3.925		4.111	
Variazione del capitale di esercizio		(54)		(1.689)
- rimanenze	684		(282)	
- crediti commerciali	(385)		1.574	
- debiti commerciali	(1.889)		(2.041)	
- fondi per rischi e oneri	(292)		28	
- altre attività e passività	1.828		(968)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(5.035)		(3.620)
- dividendi incassati	409		344	
- interessi incassati	57		26	
- interessi pagati	(694)		(325)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(4.807)		(3.665)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.815		5.740
Investimenti tecnici		(5.947)		(5.524)
- attività materiali	(4.902)		(4.752)	
- attività immateriali	(1.045)		(772)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(176)		(193)
- partecipazioni	(148)		(157)	
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(28)		(36)	
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		2.465		3.014
- attività materiali	186		7	
- attività immateriali	4			
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda				
- partecipazioni	2.275		3.007	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		23		(91)
- investimenti finanziari: titoli	(18)		(48)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(482)		(519)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	139		158	
<i>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	142		92	
- disinvestimenti finanziari: titoli	27		40	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	1.260		308	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	51		6	
<i>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	(1.096)		(128)	
Free cash flow		1.180		2.946

segue **Rendiconto finanziario riclassificato**

(€ milioni)

Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale	Primo semestre 2013		Primo semestre 2014	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Free cash flow		1.180		2.946
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		954		36
<i>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	(142)		(92)	
<i>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	1.096		128	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		208		348
- assunzione debiti finanziari non correnti	2.594		2.477	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(3.314)		(2.793)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	928		664	
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.191)		(2.235)
- apporti netti di capitale proprio da terzi			1	
- acquisto di azioni proprie			(202)	
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.956)		(1.986)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(210)		(48)	
- acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(25)			
Effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(13)		(10)
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)				2
Flusso di cassa netto del periodo		138		1.087

Fattori di rischio e incertezza

Premessa

In questa sezione sono illustrati i principali rischi ai quali è esposto il Gruppo nell'ordinaria gestione delle attività industriali. Per la descrizione dei rischi finanziari (mercato, controparte e liquidità) si rinvia alla nota n. 27 "Garanzie, impegni e rischi" del Bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Rischio Paese

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi Eni sono situate in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, principalmente in Africa, Asia Centrale e America Centrale. Una parte parimenti rilevante degli approvvigionamenti di gas long-term proviene da Paesi al di fuori dell'UE e dell'America Settentrionale. Tali Paesi sono caratterizzati per ragioni storiche e culturali da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi sviluppati dell'OCSE. Al 31 dicembre 2013 il 78% delle riserve certe di idrocarburi e il 62% delle forniture di gas di Eni dell'anno erano situate/provenivano dai Paesi non OCSE.

In tali Paesi i rischi di possibili evoluzioni negative del quadro politico, sociale e macroeconomico, quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici e altre forme di disordine civile, contrazione dell'attività economica e difficoltà finanziarie dei governi locali con ricadute sulla solvibilità degli enti di stato, livello di inflazione, tassi di cambio e fenomeni similari 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 inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset Eni, disinvestimenti forzosi, nazionalizzazioni 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; (vii) complessi iter di rilascio di autorizzazioni e permessi che impattano sul time to market dei progetti di sviluppo. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni. Data l'entità delle riserve di Eni situate in tali Paesi, la Compagnia è particolarmente esposta a questo tipo di rischio. Eni monitora periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economi-

ca-finanziaria e della selezione degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integrante.

In Africa Settentrionale è localizzato circa il 28% delle riserve certe di Eni alla data del Bilancio 2013. Diversi Paesi in quest'area e in aree limitrofe del Medio Oriente stanno attraversando dal 2011 una fase di estrema instabilità politica e sociale, periodo al 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.

Nel momento storico corrente la Libia è uno dei Paesi a maggiore rischio per Eni. Dopo la rivoluzione del 2011 e la caduta del regime, la frammentarietà del quadro politico che ne ha fatto seguito e le conseguenti tensioni sociali sfociate in disordini, scioperi, proteste e il ritorno del conflitto interno, hanno talvolta comportato interruzioni precauzionali delle nostre attività industriali, come è accaduto nel 2013. Nel periodo interinale gli impianti Eni in Libia hanno erogato 212 mila boe/giorno facendo registrare una riduzione del 14% rispetto al primo semestre 2013. Ricordiamo che il Gruppo è impegnato nel ripristino del plateau produttivo nel Paese (assumendo tale l'anno 2010 con 273 mila boe/giorno) dopo i gravi eventi del 2011 che videro il blocco quasi totale delle attività produttive e delle esportazioni di gas per un periodo di circa 8 mesi.

In Egitto l'instabilità politica ha condizionato l'accesso al mercato finanziario, come evidenziato dalle continue difficoltà delle società petrolifere locali a onorare gli impegni per le forniture di gas di Eni. Sulla base delle discussioni e dei contatti in corso, il management ritiene probabile il recupero dei crediti commerciali scaduti iscritti all'attivo patrimoniale per €1,2 miliardi al 30 giugno 2014, anche alla luce delle consolidate relazioni con le controparti. A oggi non si sono verificate interruzioni nell'attività produttiva Eni nel Paese. 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.

Altro Paese a rischio per Eni è la Nigeria dove da alcuni anni si verificano frequenti atti di sabotaggio, furti, attentati alla sicurezza e altre forme di danni che coinvolgono le installazioni produttive della Società in particolare nell'area onshore del Delta del Niger impattando la continuità produttiva. L'intensificarsi di questo tipo di eventi e la loro ricorrenza ha compromesso la capacità del Gruppo di condurre in sicurezza le attività petrolifere in tali zone.

L'incertezza circa l'evoluzione a breve/medio termine del quadro

socio-politico in Libia e il venir meno delle condizioni di sicurezza in Nigeria hanno indotto il management ad adottare ipotesi prudenziali nella proiezione dei livelli produttivi Eni in questi due Paesi che sono previsti sugli stessi livelli del 2013 nel 2014-2015.

Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E

Per la discussione di questi rischi si rinvia alla Relazione finanziaria annuale 2013.

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 di crescita insufficiente. L'andamento della domanda riflette in particolare la crisi del settore termoelettrico penalizzato sia dal calo dell'attività produttiva sia dalla competizione da altre fonti: la crescita delle energie rinnovabili e la maggiore economicità del carbone favorita anche dall'abbondanza dei certificati di emissione.

Nel primo semestre 2014 i consumi di gas hanno registrato una contrazione di circa il 5% in Italia (dato normalizzato; includendo l'effetto climatico sfavorevole la contrazione si ridetermina in -14%) e in misura analoga in Europa a causa della contrazione nel termoelettrico dovuto anche al fenomeno contingente di sovrapproduzione idroelettrica. Guardando al futuro, il management non vede un ulteriore deterioramento dei fondamentali, che peraltro rimangono su livelli depressi, e conferma le previsioni elaborate nel piano quadriennale 2014-2017 che indicano un profilo sostanzialmente piatto dei consumi in Italia e in Europa con volumi target al 2017 rispettivamente di circa 70 e 490 miliardi di metri cubi (rispetto a previsioni di crescita del 2-2,3% in media del piano precedente). Si osserva che il livello assoluto della domanda europea di gas previsto nel 2017 è inferiore di circa 50 miliardi di metri cubi rispetto al livello pre-crisi registrato nel 2008 a testimonianza di fenomeni di vera e propria "distruzione di domanda". Nel 2008 il consensus di mercato vedeva la domanda gas al 2017 pari a circa 100 miliardi di metri cubi in Italia e circa 600 miliardi in Europa. Sulla base di tali previsioni di crescita, rivelatesi ampiamente sopravvalutate, gli operatori europei impegnati nella commercializzazione di gas all'ingrosso (midstreamer) avevano stipulato con i Paesi produttori prospicienti l'Europa (Russia, Algeria, Libia, Norvegia e Paesi Bassi) contratti di approvvigionamento di gas di lungo termine con clausole take-or-pay con i quali si sono assunti il rischio volume e sostenuto i relativi investimenti di espansione della capacità di importazione delle pipeline.

Le ridotte opportunità di vendita a causa della contrazione della domanda trainata in particolare dal crollo dei consumi termoelettrici, la rivoluzione dello shale gas USA con il conseguente dirottamento di rilevanti flussi mondiali di GNL verso altri mercati, e i potenzia-

menti delle dorsali d'importazione da Russia e Algeria realizzati negli anni pre-crisi e dei terminali di ricezione del GNL hanno modificato in maniera strutturale le dinamiche competitive e gli economics del settore europeo del gas. Gli operatori del gas sono stati spiazzati da un lato dalle rigidità dei contratti di approvvigionamento long-term, dall'altro dallo sviluppo di HUB molto liquidi favoriti dall'oversupply. I prezzi spot del gas quotati presso tali HUB 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, i margini del gas degli intermediari sono stati compressi dall'andamento divergente tra i prezzi spot e la posizione di costo indicizzata al prezzo del petrolio e dei derivati nelle formule "oil-linked" dei contratti di approvvigionamento di lungo termine. Inoltre, i vincoli minimi di prelievo stabiliti dalle clausole di take-or-pay di tali contratti e la necessità di contenere l'impatto finanziario a esse associato hanno indotto gli operatori 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). Anche nel segmento retail il costo della materia prima nelle tariffe tutelate è indicizzato ai prezzi spot rilevati presso gli HUB continentali, in luogo dei prezzi degli idrocarburi, per effetto degli interventi delle Autorità di regolamentazione in Italia e in altri mercati europei.

Il management prevede che nei prossimi due/tre anni il debole andamento della domanda a causa delle incertezze macroeconomiche e della crisi del termoelettrico, il rischio di rincari del costo oil-linked del gas approvvigionato, il permanere di offerta abbondante e la forte pressione competitiva con la conseguente erosione dei prezzi di vendita e dei margini unitari costituiranno fattori di rischio per la performance dell'attività Mercato di Eni, con impatti negativi attesi sui risultati operativi e sui cash flow futuri del business, anche in relazione agli obblighi di take-or-pay (v. Fattore di rischio successivo).

In tale scenario il management è impegnato nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term con l'obiettivo di allineare il costo del gas alle condizioni di mercato e ridurre i vincoli di prelievo, in forza della previsione statutaria che consente alle parti di rivedere periodicamente i termini essenziali del contratto per incorporare l'evoluzione del quadro competitivo.

Tra il quarto trimestre 2013 e il corso del primo semestre 2014 Eni ha finalizzato alcune importanti rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento long-term ottenendo benefici economici in termini di riduzione del costo di fornitura, in alcuni casi con effetti retroattivi al precedente esercizio/anno termico, e riduzione dei volumi minimi di prelievo. Grazie a tali proventi, nel primo semestre 2014 l'attività Mercato Eni ha conseguito l'utile operativo adjusted di €232 milioni con un rilevante miglioramento rispetto al primo semestre 2013 che chiude con la perdita di €743 milioni. Per effetto delle rinegoziazioni concluse, il portafoglio di approvvigionamento Eni è indicizzato per circa il 60% ai prezzi quotati agli hub, riducendo proporzionalmente il rischio commodity derivante dal diverso mix di indicizzazione dei prezzi di vendita e dei costi d'acquisto.

Altre rinegoziazioni sono in corso, l'esito delle quali è incerto in relazione sia all'entità dei benefici economici, sia al timing di rileva-

zione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo tra le parti, i contratti di norma prevedono la possibilità di ricorso a un arbitrato per la definizione delle controversie, il che rende maggiormente incerto l'esito delle stesse. Poiché alcuni clienti Eni hanno a loro volta chiesto a Eni di rinegoziare i prezzi dei contratti di somministrazione di lungo termine, ne deriva un grado crescente di volatilità e scarsa prevedibilità dei risultati dell'attività Mercato Eni.

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'approvvigionato delle altre società consolidate e collegate) hanno una vita residua media di circa 14 anni con formule prezzo indicizzate al prezzo del petrolio e dei derivati (gasolio, olio combustibile, ecc.). Tali 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) 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 è variabile: per alcuni contratti i dieci anni successivi, per altri la scadenza del contratto. Al momento del ritiro delle quantità pre-pagate, Eni paga 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 di 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 impossibilità a recuperare i volumi pre-pagati in funzione dell'andamento della domanda.

Il management ritiene che gli attuali trend di mercato di perdurante debolezza della domanda e offerta abbondante, la crescente pressione competitiva e possibili cambiamenti nella regolamentazione del settore costituiscono fattori di rischio per l'adempimento delle obbligazioni di prelievo minimo stabilite dai contratti di approvvigionamento take-or-pay e l'associata esposizione finanziaria, anche in considerazione dei piani aziendali che indicano vendite stabili o in leggera flessione nel 2014 e negli anni successivi di piano.

In tale scenario, il management è impegnato nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term e in azioni di ottimizzazione del portafoglio, quali leve per contenere l'esposizione take-or-pay e l'associato rischio finanziario.

Grazie agli esiti delle rinegoziazioni definite nel primo semestre 2014 e delle azioni eseguite, Eni è stata in grado di prelevare parte dei volumi di gas prepagati in esercizi precedenti per i quali era

sorto l'obbligo di corrispondere il prezzo contrattuale in base alle clausole di take-or-pay, riducendo l'ammontare del deferred cost iscritto all'attivo patrimoniale da €1,9 miliardi alla data del bilancio 2013 a €1,5 miliardi al 30 giugno 2014.

Guardando al futuro, 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 nel lungo termine, dell'esito probabile delle rinegoziazioni in corso, 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 negli anni oltre l'orizzonte di piano nel rispetto dei termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia

Non si segnalano sviluppi rispetto a quanto rappresentato nella Relazione finanziaria annuale 2013.

Rischi connessi alla ciclicità del settore oil&gas

I risultati di Eni, soprattutto quelli del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas. L'aumento del prezzo degli idrocarburi determina un maggiore utile operativo consolidato; viceversa, in caso di diminuzione del prezzo. L'esposizione al rischio prezzo delle commodity energetiche riguarda circa il 50% della produzione Eni. Tale esposizione per scelta strategica non è oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica da parte di Eni, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato. Della parte residua della produzione, circa il 35% proviene dal recupero dei costi nei contratti di Production Sharing, il quale è isolato dalla volatilità del prezzo poiché garantisce alla compagnia petrolifera il recupero dei costi sostenuti, esponendola a un rischio volume (vedi di seguito). Infine, l'esposizione al rischio prezzo di un 5-10% della produzione è compensata dal movimento di segno opposto sui costi di approvvigionamento del settore Gas & Power indicizzati al prezzo del petrolio, a seguito della decisione del management di interrompere la copertura del rischio commerciale relativo alle vendite di gas contrattate o altamente probabili derivante dall'esposizione commodity del costo della materia prima.

Nel primo semestre 2014 il prezzo del petrolio del marker Brent ha registrato un valore medio di 109 \$/barile con un incremento dell'1,3% rispetto al primo semestre 2013 per effetto del riacutizzarsi delle tensioni geopolitiche in Medio Oriente e in altre aree a rischio in un quadro di moderata crescita della domanda e di sviluppo dell'offerta non OPEC. I rischi geopolitici fanno prevedere prezzi sostenuti del Brent nei prossimi uno-due anni; in seguito il prezzo è previsto assestarsi su di un valore di lungo termine di 95 \$/barile (termini reali 2018). Il prezzo del gas ha continuato a essere penalizzato dall'eccesso di offerta e dalla debolezza della domanda nei mercati europei e nordamericani registrando un andamento debole. La volatilità dei prezzi degli idrocarburi ha impatti diversi sui risultati dei business Eni e sui piani d'investimento della compagnia, tenuto conto della complessità del processo valutativo e dei lunghi tempi di realizzazione dei singoli progetti. La redditività di questi è esposta all'andamento dei prezzi del petrolio/gas che potrebbero

attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Eni, al pari di altre compagnie petrolifere internazionali, adotta scenari di prezzo di lungo termine nella valutazione degli investimenti, definiti sulla base della migliore stima fatta dal management dei fondamentali della domanda e dell'offerta. Questo sostiene il conseguimento della redditività attesa dei progetti nelle fasi di contrazione del ciclo petrolifero.

Per il quadriennio 2014-2017 Eni prevede un programma d'investimenti di €54 miliardi, di cui l'82% dedicati alla ricerca e sviluppo delle riserve di petrolio e gas con una flessione del 5% a parità di target produttivi rispetto al piano precedente per effetto di una maggiore selettività nelle decisioni di spesa. Tale piano è in fase di revisione considerata l'ulteriore ottimizzazione dello spending prevista dal management nell'aggiornamento 2014.

La volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento d'incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte per effetto del peso importante dei contratti di production sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi diminuisce 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 2014. La sensitivity può cambiare in futuro.

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 2014 l'attività di raffinazione Eni ha continuato a registrare perdite operative (-€442 milioni, -42,6% rispetto al primo semestre 2013) in un quadro di estrema volatilità dei margini. Le quotazioni dei prodotti finiti, a causa della contrazione della domanda, eccesso di capacità e pressione competitiva nell'area del Mediterraneo dai flussi di importazione di prodotto raffinato da Russia e Asia, hanno determinato un valore della produzione di poco superiore al costo della materia prima e delle utility energetiche indicizzate al costo del greggio e hanno consentito di coprire in minima parte i costi fissi sostenuti. Guardando al futuro, il management prevede il perdurare dell'andamento negativo dello scenario di raffinazione a causa dei fattori strutturali dell'industria e del debole quadro congiunturale con attese di consumi stagnanti, ciò fintantoché le azioni di razionalizzazione della capacità in Europa inizieranno a incidere sul bilanciamento tra domanda e offerta in un orizzonte di medio-lungo termine.

L'attività di distribuzione carburanti in Italia è stata penalizzata dalla prolungata fase di contrazione dei consumi (-2% nel confronto con il semestre 2013) 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'esercizio a causa della lentezza della ripresa economica in Italia.

Di fronte alle difficoltà strutturali dell'industria europea della raffinazione, in particolare nell'area del Mediterraneo, e alla debolezza dei consumi, le prospettive di recupero di redditività del settore Eni Refining & Marketing dipenderanno in misura decisiva dall'efficacia delle azioni manageriali di riduzione della capacità di lavorazione e di ottimizzazione.

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 2014 il business ha continuato a registrare perdite operative di €182 milioni (in aumento del 25,5% rispetto al primo semestre 2013) a causa degli elevati costi della materia prima petrolifera, della domanda stagnante e della crescente concorrenza da parte dei produttori asiatici con forte pressione sui margini. Le prospettive di breve/medio termine rimangono sfidanti per effetto della lenta ripresa economica in Italia e in Europa, dell'accresciuto rischio commodity in funzione del trend rialzista delle quotazioni del petrolio e delle dinamiche competitive. Per contrastare i deficit strutturali del business petrolchimico e recuperare l'equilibrio economico nel medio termine, il management Eni ha avviato una strategia che fa leva sulla progressiva riduzione del peso dei business commodity con la ristrutturazione dei siti industriali meno competitivi. Sarà perseguita la crescita nei segmenti di nicchia, quali elastomeri e stirenici, che hanno dimostrato buona tenuta nel ciclo negativo, l'espansione internazionale nei mercati in crescita del Sud-Est asiatico e lo sviluppo delle produzioni innovative legate alle bioplastiche. Esempi al riguardo sono il progetto "Chimica Verde" di Porto Torres avviato nel primo semestre 2014 in joint venture con Novamont, che segna l'ingresso di Eni nel settore dei monomeri e intermedi da materia prima vegetale per il quale si prevedono tassi di crescita interessanti e la contemporanea chiusura di un sito in perdita strutturale. Nel semestre è stata avviata la ristrutturazione del sito di Porto Marghera che prevede lo sviluppo della produzione di bio-intermedi da oli vegetali in partnership con Elevance Renewable Science Inc. Il recupero di redditività a medio termine del settore chimico di Eni dipenderà in misura decisiva dall'efficacia delle azioni di diversificazione e "turn-around" e dal continuo miglioramento dell'efficienza.

Il settore Ingegneria & Costruzioni è esposto alla ciclicità del prezzo del petrolio, considerato che le oil majors tendono a ridurre 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 una strategia di diversificazione del portafoglio di attività puntando ad acquisire un solido posizionamento nel segmento dei grandi progetti upstream in ambienti complessi e a elevato contenuto tecnologico, che hanno dimostrato una minore esposizione alla ciclicità del mercato. Questa strategia fa leva sui punti di forza del business, rappresentati dalla disponibilità di mezzi navali di perforazione e costruzione tra i più avanzati al mondo, competenza del personale e contenuto locale. Tale modello di business è entrato in crisi tra la fine del 2012 e il 2013 a causa oltre che del generale rallentamento dell'attività e di problematiche gestionali e commerciali che hanno impattato in misura rilevante la redditività di alcune grandi commesse.

Nel 2014 è previsto un ritorno alla profittabilità che farà leva sulla

strategia di "turn-around" messa in atto dal nuovo management per fare fronte alle difficoltà del 2013, con la maggiore selettività in fase di acquisizione e il rinnovato focus sulle operazioni. L'entità di tale recupero dipenderà oltre che dalla velocità di acquisizione dalle gare in corso, anche dall'efficace gestione operativa e commerciale dei contratti a bassa marginalità ancora presenti in portafoglio.

Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anticorruzione

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Oltre al fondo rischi per contenziosi in essere al 30 giugno 2014, è possibile che in futuro Eni possa sostenere altre passività, anche significative, in aggiunta agli ammontari già stanziati in bilancio per contenziosi legali a causa di: (i) incertezza rispetto all'esito finale di ciascun pro-

cedimento; (ii) il verificarsi di ulteriori sviluppi che il management potrebbe non aver preso in considerazione al momento della valutazione del probabile esito del contenzioso sulla cui base fu fatto l'accantonamento al fondo rischi nel più recente reporting period; (iii) l'emergere di nuove evidenze e informazioni; e (iv) inaccuratezza delle stime dovuta al fatto che la stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte del management. Alcuni procedimenti legali in cui Eni o le sue controllate sono coinvolte riguardano la presunta violazione di leggi e regolamenti anticorruzione nonché violazioni del Codice Etico.

Violazioni del Codice Etico e di leggi e regolamenti, incluse le norme in materia di anticorruzione, da parte di Eni, dei suoi partner commerciali, agenti o altri soggetti che agiscono in suo nome o per suo conto, possono esporre Eni e i suoi dipendenti al rischio di sanzioni penali e civili e potrebbero danneggiare la reputazione della Società e il valore per gli azionisti.

Evoluzione prevedibile della gestione

L'outlook 2014 è caratterizzato da un moderato rafforzamento della ripresa economica globale sulla quale tuttavia pesano le incertezze dovute alla debole crescita in Europa e ai rischi delle economie emergenti. Il prezzo del petrolio è previsto rimanere su valori sostenuti per effetto dell'accresciuto rischio geopolitico e dei conseguenti problemi produttivi in alcuni importanti Paesi, in un quadro di bilanciamento della domanda e dell'offerta di greggio. Lo scenario competitivo rimarrà sfidante a causa del perdurare dei deboli fondamentali nelle industrie europee del gas, della raffinazione e della chimica. In questi settori il management non prevede alcun apprezzabile recupero della domanda, mentre la concorrenza e l'eccesso di offerta/capacità eserciteranno una forte pressione sui margini. Sulla base di tale outlook, il management conferma le strategie mirate al progressivo riequilibrio economico e finanziario nei settori G&P, R&M e nella Chimica grazie al contenimento dei costi, la rinegoziazione dei contratti gas di lungo termine, le ristrutturazioni/riconversioni di capacità e l'innovazione commerciale e di prodotto.

Di seguito le previsioni del management sulle principali metriche dei business Eni:

- **produzione di idrocarburi:** è prevista sostanzialmente in linea rispetto al 2013 al netto della cessione dell'interest Eni nella joint venture Artic Russia;
- **vendite di gas:** al netto della prevista cessione della joint venture in Germania, sono previste in leggera flessione rispetto al 2013 anche a causa del clima mite registrato nei mesi invernali. Il management intende puntare sull'innovazione

commerciale sia nel segmento grandi clienti sia in quello retail per contrastare la pressione competitiva considerato il perdurare dell'eccesso di offerta, in particolare in Italia;

- **lavorazioni in conto proprio:** sono previste in riduzione rispetto al 2013 a causa dei tagli di capacità produttiva e delle ottimizzazioni per lo scenario negativo, in parte compensate dall'entrata a regime dell'unità a tecnologia Eni Slurry (EST) presso il sito di Sannazzaro;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e Resto d'Europa:** sono previste in flessione rispetto al 2013 a causa dell'attesa contrazione della domanda in Italia, della pressione competitiva e degli effetti delle azioni di riorganizzazione della rete in Italia ed Europa;
- **Ingegneria & Costruzioni:** il 2014 sarà un anno di transizione con un ritorno alla profittabilità la cui entità dipenderà oltre che dalla velocità di acquisizione dalle gare in corso, anche dall'efficace gestione operativa e commerciale dei contratti a bassa marginalità ancora presenti in portafoglio.

Nel 2014 il management prevede un'ulteriore ottimizzazione dello spending con conseguente riduzione degli investimenti rispetto al 2013 (€12,80 miliardi l'ammontare degli investimenti tecnici e €0,32 miliardi quello di investimenti finanziari del consuntivo 2013). Il leverage a fine 2014, assumendo un prezzo del Brent medio annuo di 108 \$/barile e un cambio medio euro/dollaro di 1,35 (previsione cambio chiusura pari a 1,31 euro/dollaro), è previsto sostanzialmente in linea con il livello di fine 2013 per effetto della gestione industriale e di portafoglio.

Altre informazioni

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 35 al bilancio consolidato semestrale abbreviato.

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 motivazioni 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 inusuali¹ 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 2014 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

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre.

[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/complettezza 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 comprese le interessenze di terzi.
- **ROACE** Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto prima delle interessenze di terzi 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 superiore 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 di CO₂ mediante un procedimento integrato che prevede la cattura di CO₂ 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 raffinazione che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffinazione, 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 raffinazione"; più esso è elevato, più la raffinazione 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_x (ossidi di azoto)** Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO₂, mentre sono escluse le emissioni di N₂O.
 - **Emissioni di SO_x (ossidi di zolfo)** Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO₂ ed SO₃. 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 H₂S), 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.
 - **EPCI (Engineering, Procurement, Commissioning, Installation)** 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).
 - **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 (CO₂), metano (CH₄), protossido di azoto (N₂O), idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC) e esafluoruro di zolfo (SF₆). 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'instestazione 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 addizionali 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 addizionali 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 ad 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 colloca 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 2014



Stato patrimoniale

01.01.2013 ^(a)		31.12.2013 ^(a)		30.06.2014		
Totale	(€ milioni)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ						
Attività correnti						
7.936	Disponibilità liquide ed equivalenti		5.431		6.518	
	Attività finanziarie destinate al trading	(5)	5.004		5.020	
237	Attività finanziarie disponibili per la vendita	(6)	235		244	
28.618	Crediti commerciali e altri crediti	(7)	28.890	1.869	28.246	1.794
8.578	Rimanenze	(8)	7.939		8.257	
771	Attività per imposte sul reddito correnti		802		730	
1.239	Attività per altre imposte correnti		835		897	
1.617	Altre attività correnti	(9)	1.325	15	3.351	34
48.996			50.461		53.263	
Attività non correnti						
64.798	Immobili, impianti e macchinari	(10)	63.763		65.913	
2.541	Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo		2.573		2.457	
4.487	Attività immateriali	(11)	3.876		3.707	
3.453	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(12)	3.153		3.112	
5.085	Altre partecipazioni	(12)	3.027		2.412	
913	Altre attività finanziarie	(13)	858	320	975	228
5.005	Attività per imposte anticipate	(14)	4.658		4.579	
4.398	Altre attività non correnti	(15)	3.676	42	2.995	42
90.680			85.584		86.150	
516	Attività destinate alla vendita	(24)	2.296		663	
140.192	TOTALE ATTIVITÀ		138.341		140.076	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO						
Passività correnti						
2.032	Passività finanziarie a breve termine	(16)	2.553	264	3.238	249
3.015	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(20)	2.132		3.057	
23.666	Debiti commerciali e altri debiti	(17)	23.701	2.160	21.231	1.732
1.633	Passività per imposte sul reddito correnti	(18)	755		845	
2.188	Passività per altre imposte correnti		2.291		2.477	
1.418	Altre passività correnti	(19)	1.437	17	2.760	25
33.952			32.869		33.608	
Passività non correnti						
19.145	Passività finanziarie a lungo termine	(20)	20.875		19.967	
13.567	Fondi per rischi e oneri	(21)	13.120		14.465	
1.407	Fondi per benefici ai dipendenti		1.279		1.302	
6.745	Passività per imposte differite	(22)	6.750		7.138	
2.598	Altre passività non correnti	(23)	2.259		2.114	20
43.462			44.283		44.986	
361	Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(24)	140		221	
77.775	TOTALE PASSIVITÀ		77.292		78.815	
PATRIMONIO NETTO						
3.357	Interessenze di terzi		2.839		2.759	
Patrimonio netto di Eni						
4.005	Capitale sociale		4.005		4.005	
(16)	Riserve cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale		(154)		19	
49.438	Altre riserve		51.393		52.920	
(201)	Azioni proprie		(201)		(403)	
(1.956)	Acconto sul dividendo		(1.993)			
7.790	Utile netto del periodo		5.160		1.961	
59.060	Totale patrimonio netto di Eni		58.210		58.502	
62.417	TOTALE PATRIMONIO NETTO		61.049		61.261	
140.192	TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		138.341		140.076	

[a] Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 2 - Modifica dei criteri contabili.

Conto economico

(€ milioni)	Note	I semestre 2013 ^(a)		I semestre 2014	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI					
Ricavi della gestione caratteristica	(28)	59.287	1.880	56.556	1.375
Altri ricavi e proventi		375	9	192	28
Totale ricavi		59.662		56.748	
COSTI OPERATIVI	(29)				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		47.047	3.794	43.346	3.564
Costo lavoro		2.586	7	2.716	19
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI		(10)	10	403	150
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		4.681		5.188	
UTILE OPERATIVO		5.338		5.901	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(30)				
Proventi finanziari		3.214	11	3.361	19
Oneri finanziari		(3.805)	(55)	(3.837)	(18)
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading				16	
Strumenti finanziari derivati		(19)		(33)	
		(610)		(493)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(31)				
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		161		111	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		471		510	
		632		621	
UTILE ANTE IMPOSTE		5.360		6.029	
Imposte sul reddito	(32)	(3.925)		(4.111)	
Utile netto del periodo		1.435		1.918	
Di competenza:					
- azionisti Eni		1.818		1.961	
- interessenze di terzi		(383)		(43)	
		1.435		1.918	
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontari in € per azione)	(33)				
- semplice		0,50		0,54	
- diluito		0,50		0,54	

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 2 - Modifica dei criteri contabili.

Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)	Note	I semestre 2013 ^(a)	I semestre 2014
Utile netto del periodo		1.435	1.918
Altre componenti dell'utile complessivo:			
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>			
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		157	423
Variazione fair value di partecipazioni disponibili per la vendita	(25)	(100)	(77)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	(25)	(2)	5
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(25)	3	250
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)	2	(1)
Effetto fiscale	(25)		(77)
Totale altre componenti dell'utile complessivo		60	523
Totale utile complessivo del periodo		1.495	2.441
Di competenza:			
- azionisti Eni		1.889	2.475
- interessenze di terzi		(394)	(34)
		1.495	2.441

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 2 - Modifica dei criteri contabili.

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	Riserva per piani a benefici definiti per dipendenti 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
Saldi al 31 dicembre 2012		4.005	959	6.201	(16)	144	(88)	292	942	(201)	40.988	(1.956)	7.790	59.060	3.498	62.558
Modifiche dei criteri contabili (IRFS 10 e 11)															(141)	(141)
Saldi al 1° gennaio 2013		4.005	959	6.201	(16)	144	(88)	292	942	(201)	40.988	(1.956)	7.790	59.060	3.357	62.417
Utile del primo semestre 2013													1.818	1.818	(383)	1.435
Altre componenti dell'utile complessivo																
Componenti riclassificabili a conto economico																
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro									153		15			168	(11)	157
Variazione valutazione al fair value di partecipazioni al netto dell'effetto fiscale						(98)								(98)		(98)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale						(2)								(2)		(2)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					1									1		1
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto								2						2		2
					1	(100)		2	153		15			71	(11)	60
Utile complessivo del periodo					1	(100)		2	153		15		1.818	1.889	(394)	1.495
Operazioni con gli azionisti																
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															(213)	(213)
Destinazione utile residuo 2012											4.707		(4.707)			
Acquisto di interessenze di terzi relative a Tigáz Zrt								5							5	(31) (26)
								5			3.878	1.956	(7.790)	(1.951)	(244)	(2.195)
Altri movimenti di patrimonio netto																
Eliminazione di utili infragruppo tra società con diversa interessenza di Gruppo											(23)			(23)		23
Altre variazioni											2			2		(2)
											(21)			(21)		21
Saldi al 30 giugno 2013		4.005	959	6.201	(15)	44	(88)	299	1.095	(201)	44.860		1.818	58.977	2.740	61.717

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	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativa esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile netto del periodo	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 30 giugno 2013		4.005	959	6.201	(15)	44	(88)	299	1.095	(201)	44.860		1.818	58.977	2.740	61.717
Utile del secondo semestre 2013													3.342	3.342	182	3.524
Altre componenti dell'utile complessivo																
Componenti non riclassificabili a conto economico																
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale							18						18	7	25	
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)	(3)	
							17						17	5	22	
Componenti riclassificabili a conto economico																
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro							(1)	(1.793)		(186)			(1.980)	(48)	(2.028)	
Variazione valutazione al fair value di partecipazioni al netto dell'effetto fiscale						36							36		36	
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale						1							1		1	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					(139)								(139)	1	(138)	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto								(2)					(2)		(2)	
					(139)	37	(1)	(2)	(1.793)	(186)			(2.084)	(47)	(2.131)	
Utile complessivo del periodo					(139)	37	16	(2)	(1.793)	(186)			3.342	1.275	140	1.415
Operazioni con gli azionisti																
Acconto sul dividendo (€0,55 per azione)												(1.993)	(1.993)		(1.993)	
Attribuzione del dividendo di altre società														(37)	(37)	
Acquisto di intereszenze di terzi relative a Tigáz Zrt								(1)					(1)	(1)	(2)	
Versamenti da azionisti terzi															1	1
Azioni proprie cedute da Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti								(1)							1	1
								(1)					(1.993)	(1.994)	(36)	(2.030)
Altri movimenti di patrimonio netto																
Eliminazione di utili infragruppo tra società con diversa intereszenza di Gruppo											(9)		(9)	9		
Diritti decaduti stock option											(13)		(13)		(13)	
Altre variazioni											(26)		(26)	(14)	(40)	
											(48)		(48)	(5)	(53)	
Saldi al 31 dicembre 2013	(25)	4.005	959	6.201	(154)	81	(72)	296	(698)	(201)	44.626	(1.993)	5.160	58.210	2.839	61.049

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	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti 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
Saldi al 31 dicembre 2013	(25)	4.005	959	6.201	(154)	81	(72)	296	(698)	(201)	44.626	(1.993)	5.160	58.210	2.839	61.049
Utile del primo semestre 2014													1.961	1.961	(43)	1.918
Altre componenti dell'utile complessivo																
Componenti riclassificabili a conto economico																
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro								395			18			413	10	423
Variazione valutazione al fair value di partecipazioni al netto dell'effetto fiscale	(25)					(76)								(76)		(76)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(25)					4								4		4
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(25)				173									173		173
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(25)														(1)	(1)
					173	(72)		395			18			514	9	523
Utile complessivo del periodo					173	(72)		395			18		1.961	2.475	(34)	2.441
Operazioni con gli azionisti																
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,55 per azione a saldo dell'acconto 2013 di €0,55 per azione)												1.993	(3.979)	(1.986)		(1.986)
Attribuzione del dividendo di altre società															(48)	(48)
Destinazione utile residuo 2013										1.181			(1.181)			
Acquisto azioni proprie										(202)				(202)		(202)
Versamenti da azionisti terzi															1	1
										(202)	1.181	1.993	(5.160)	(2.188)	(47)	(2.235)
Altri movimenti di patrimonio netto																
Altre variazioni											5			5	1	6
											5			5	1	6
Saldi al 30 giugno 2014	(25)	4.005	959	6.201	19	9	(72)	296	(303)	(403)	45.830		1.961	58.502	2.759	61.261

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	I semestre 2013 ^(a)	I semestre 2014
Utile netto del periodo		1.435	1.918
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:			
Ammortamenti	(29)	4.593	4.810
Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	(29)	88	378
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(31)	(161)	(111)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(168)	(20)
Dividendi	(31)	(306)	(174)
Interessi attivi		(59)	(75)
Interessi passivi		374	351
Imposte sul reddito	(32)	3.925	4.111
Altre variazioni		167	(143)
Variazioni del capitale di esercizio:			
- rimanenze		684	(282)
- crediti commerciali		(385)	1.574
- debiti commerciali		(1.889)	(2.041)
- fondi per rischi e oneri		(292)	28
- altre attività e passività		1.828	(968)
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(54)	(1.689)
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		16	4
Dividendi incassati		409	344
Interessi incassati		57	26
Interessi pagati		(694)	(325)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(4.807)	(3.665)
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.815	5.740
- di cui verso parti correlate	(35)	(1.319)	(1.781)
Investimenti:			
- attività materiali	(10)	(4.902)	(4.752)
- attività immateriali	(11)	(1.045)	(772)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(26)	(28)	(36)
- partecipazioni	(12)	(148)	(157)
- titoli		(18)	(48)
- crediti finanziari		(482)	(519)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		139	158
Flusso di cassa degli investimenti		(6.484)	(6.126)
Disinvestimenti:			
- attività materiali		186	7
- attività immateriali		4	
- partecipazioni		2.275	3.007
- titoli		27	40
- crediti finanziari		1.260	308
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		51	6
Flusso di cassa dei disinvestimenti		3.803	3.368
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(2.681)	(2.758)
- di cui verso parti correlate	(35)	623	(484)

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 2 - Modifica dei criteri contabili.

segue **Rendiconto finanziario**

(€ milioni)	Note	I semestre 2013 ^(a)	I semestre 2014
Assunzione di debiti finanziari non correnti	[20]	2.594	2.477
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	[20]	(3.314)	(2.793)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	[16]	928	664
		208	348
Apporti netti di capitale proprio da terzi			1
Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate		(25)	
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(1.956)	(1.986)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(210)	(48)
Acquisto di azioni proprie			(202)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(1.983)	(1.887)
<i>- di cui verso parti correlate</i>	[35]	49	(17)
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)			2
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(13)	(10)
Flusso di cassa netto del periodo		138	1.087
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo		7.936	5.431
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo		8.074	6.518

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 2 - Modifica dei criteri contabili.

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.

Nel bilancio consolidato semestrale abbreviato sono applicati gli stessi principi di consolidamento e 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 2014 illustrati nella sezione della Relazione Finanziaria Annuale 2013 "Principi contabili di recente emanazione". In particolare, ai fini della Relazione Finanziaria Semestrale 2014 rilevano le disposizioni dell'IFRS 10 "Bilancio consolidato" (di seguito IFRS 10), dell'IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto" (di seguito IFRS 11) e la versione aggiornata dello IAS 28 "Partecipazioni in società collegate e joint venture" di seguito sinteticamente riportate¹.

Le disposizioni dell'IFRS 10 forniscono una nuova definizione di controllo da applicarsi in maniera uniforme a tutte le imprese, ivi incluse le società veicolo (cd. structured entities). Secondo tale definizione, un'impresa è in grado di esercitare il controllo se è esposta o ha il diritto a partecipare ai risultati (positivi e negativi) della partecipata e se è in grado di esercitare il suo potere per influenzare i risultati economici.

Le disposizioni dell'IFRS 11 disciplinano la rilevazione di tutte le tipologie di accordi a controllo congiunto (joint arrangement), che i partecipanti classificano, come joint operation o joint venture, in relazione ai diritti e alle obbligazioni contrattuali sottostanti. In particolare: (i) una joint operation è un joint arrangement nel quale i partecipanti hanno diritti sulle attività e obbligazioni per le passività relative all'accordo; (ii) una joint venture è un joint arrangement nel quale i partecipanti hanno diritti sulle attività nette dell'accordo.

La presenza di un veicolo societario non comporta necessariamente la classificazione dell'accordo come joint venture; diversamente un joint arrangement non strutturato tramite un veicolo societario separato è classificabile unicamente come joint operation.

Secondo le disposizioni dell'IFRS 11, le joint venture sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto. La partecipazione a una joint operation,

strutturata o meno tramite un veicolo societario separato, comporta la rilevazione delle attività/passività e dei ricavi/costi connessi all'accordo sulla base dei diritti/obblighi spettanti al partecipante, indipendentemente dall'interessenza partecipativa detenuta. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività, le passività, i ricavi e i costi relativi alla joint operation sono valutati in conformità ai principi contabili applicabili.

La versione aggiornata dello IAS 28 prevede, tra l'altro, che: (i) nel caso in cui una collegata diventi una joint venture (o viceversa) non è operato l'allineamento al fair value della quota mantenuta, in quanto tale quota continua ad essere valutata secondo il metodo del patrimonio netto; (ii) in presenza di un programma di vendita non totalitario di una partecipazione in una collegata o joint venture, la classificazione come attività destinate alla vendita sia operata con riferimento alla sola quota oggetto di cessione. Le eventuali quote di partecipazione non classificate come attività destinate alla vendita continuano a essere valutate con il metodo del patrimonio netto fino alla conclusione del programma di vendita. Successivamente, la quota residua mantenuta è valutata secondo i criteri applicabili.

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 e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 30 giugno 2014" 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 2014, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 30 luglio 2014 è sottoposto a revisione contabile limitata da parte di 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.

[1] Come indicato nella sezione della Relazione Finanziaria Annuale 2013 "Principi contabili di recente emanazione", a cui si rinvia, a partire dal 1° gennaio 2014 sono inoltre entrate in vigore: (i) le disposizioni dell'IFRS 12 "Informativa sulle partecipazioni in altre entità"; (ii) le modifiche allo IAS 32 "Strumenti finanziari: esposizione in bilancio - Compensazione di attività e passività finanziarie", allo IAS 36 "Riduzione di valore delle attività - Informazioni integrative sul valore recuperabile delle attività non finanziarie" e allo IAS 39 "Strumenti finanziari: Rilevazione e valutazione - Novazione di derivati e continuazione della contabilizzazione di copertura". Le disposizioni dell'IFRS 12 non sono oggetto di applicazione nei bilanci intermedi predisposti in forma abbreviata; l'adozione delle modifiche allo IAS 32, allo IAS 36 e allo IAS 39 non ha prodotto effetti significativi.

2 Modifica dei criteri contabili

Le disposizioni dell'IFRS 10, dell'IFRS 11 e dello IAS 28, omologate con il Regolamento n. 1254/2012, emesso dalla Commissione Europea in data 11 dicembre 2012, sono applicate con effetto retroattivo rettificando i valori

di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2013 e i dati economico-patrimoniali del 2013 posti a confronto. Gli effetti quantitativi dell'applicazione in bilancio dell'IFRS 10 e dell'IFRS 11 sono di seguito riportati:

(€ milioni)	1° gennaio 2013		
	Ante applicazione IFRS 10 e 11	Applicazione IFRS 10 e 11	Post applicazione IFRS 10 e 11
Voci di bilancio			
Attività correnti	48.868	128	48.996
Attività non correnti	90.494	186	90.680
- di cui: Immobili, impianti e macchinari	63.466	1.332	64.798
- di cui: Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.262	(809)	3.453
Passività correnti	33.986	(34)	33.952
Passività non correnti	42.973	489	43.462
Totale patrimonio netto	62.558	(141)	62.417

(€ milioni)	31 dicembre 2013		
	Ante applicazione IFRS 10 e 11	Applicazione IFRS 10 e 11	Post applicazione IFRS 10 e 11
Voci di bilancio			
Attività correnti	50.435	26	50.461
Attività non correnti	85.357	227	85.584
- di cui: Immobili, impianti e macchinari	62.506	1.257	63.763
- di cui: Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3.934	(781)	3.153
Passività correnti	32.947	(78)	32.869
Passività non correnti	43.827	456	44.283
Totale patrimonio netto	61.174	(125)	61.049

(€ milioni)	I semestre 2013		
	Ante applicazione IFRS 10 e 11	Applicazione IFRS 10 e 11	Post applicazione IFRS 10 e 11
Voci di bilancio			
Ricavi	59.646	16	59.662
Utile operativo	5.293	45	5.338
Proventi (oneri) finanziari	(601)	(9)	(610)
Proventi (oneri) su partecipazioni	674	(42)	632
Utile netto del periodo	1.438	(3)	1.435
- Di competenza Eni	1.818		1.818
- Interessenze di terzi	(380)	(3)	(383)
Flusso di cassa netto da attività operativa	4.752	63	4.815
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(2.652)	(29)	(2.681)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.981)	(2)	(1.983)
Flusso di cassa netto del periodo	85	53	138

L'applicazione della versione aggiornata dello IAS 28 non ha prodotto effetti significativi.

3 Utilizzo di stime contabili

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

4 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 non ancora omologate dalla Commissione Europea.

In data 6 maggio 2014, lo IASB ha emesso la modifica all'IFRS 11 "Accounting for Acquisitions of Interests in Joint Operations" (di seguito modifica all'IFRS 11), che disciplina il trattamento contabile da adottare alle operazioni di acquisizione dell'interest iniziale o di interessenze addizionali in joint operation (senza modifica della qualificazione come joint operation) la cui attività soddisfa la definizione di business prevista dall'IFRS 3. In particolare, la quota acquisita nella joint operation è rilevata adottando le disposizioni previste per le operazioni di business combination applicabili a tali fattispecie, che includono ma non si limitano: (i) alla valutazione al fair value delle attività e passività identificabili, diverse da quelle per le quali è previsto un differente criterio di valutazione; (ii) alla rilevazione a conto economico dei costi direttamente attribuibili all'acquisizione al momento del relativo sostenimento; (iii) alla rilevazione della fiscalità differita connessa alla rilevazione iniziale di attività (ad eccezione del goodwill) o passività in presenza di differenze temporanee tra valore contabile e fiscale; (iv) alla rilevazione del goodwill derivante dal differenziale tra il corrispettivo trasferito e il fair value delle attività nette identificabili acquisite; (v) alla verifica della recuperabilità del valore di iscrizione della cash generating unit alla quale è stato allocato il goodwill almeno annualmente o in presenza di impairment indicator. La modifica all'IFRS 11 è applicabile a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2016.

In data 12 maggio 2014, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 16 e allo

IAS 38 "Clarification of Acceptable Methods of Depreciation and Amortisation", che considerano inappropriata l'adozione di una metodologia di ammortamento basata sui ricavi. Limitatamente alle attività immateriali, tale indicazione è considerata una presunzione relativa superabile solo al verificarsi di una delle seguenti circostanze: (i) il diritto d'uso di un'attività immateriale è correlato al raggiungimento di una predeterminata soglia di ricavi da produrre; o (ii) quando è dimostrabile che il conseguimento dei ricavi e l'utilizzo dei benefici economici dell'attività siano altamente correlati. Le modifiche sono applicabili a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2016.

In data 28 maggio 2014, lo IASB ha emesso l'IFRS 15 "Revenue from Contracts with Customers" (di seguito IFRS 15), che disciplina il timing e l'ammontare di rilevazione dei ricavi derivanti da contratti con i clienti (ivi inclusi i contratti afferenti a lavori su ordinazione). In particolare, l'IFRS 15 prevede che la rilevazione dei ricavi sia basata sui seguenti 5 step: (i) identificazione del contratto con il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation (ossia le promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente); (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita stand alone di ciascun bene o servizio; e (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta. Inoltre, l'IFRS 15 integra l'informativa di bilancio da fornire con riferimento a natura, ammontare, timing e incertezza dei ricavi e dei relativi flussi di cassa. Le disposizioni dell'IFRS 15 sono applicabili a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2017.

In data 24 luglio 2014, lo IASB ha finalizzato il progetto di revisione del principio contabile in materia di strumenti finanziari con l'emissione della versione completa dell'IFRS 9 "Financial Instruments" (di seguito IFRS 9). In particolare, le nuove disposizioni dell'IFRS 9: (i) modificano il modello di classificazione e valutazione delle attività finanziarie; (ii) introducono una nuova modalità di svalutazione delle attività finanziarie, che tiene conto delle perdite attese (cd. expected credit losses); e (iii) modificano le disposizioni in materia di hedge accounting. Le disposizioni dell'IFRS 9 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2018.

Allo stato Eni sta analizzando i principi indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

Attività correnti

5 Attività finanziarie destinate al trading

Le attività finanziarie destinate al trading si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	30.06.2014
Titoli quotati emessi da Stati sovrani	1.961	1.526
Altri titoli	3.043	3.494
	5.004	5.020

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli quotati emessi da Stati sovrani				
Tasso fisso				
Italia	551	557	Baa2	BBB
Spagna	123	128	Baa2	BBB
Europa (Organismi sovranazionali)	126	128	da Aaa a Aa1	da AAA a AA
Francia	81	73	Aa1	AA
Germania	55	56	Aaa	AAA
Paesi Bassi	50	52	Aaa	AA+
Canada	31	32	Aaa	AAA
Austria	25	26	Aaa	AA+
	1.042	1.052		
Tasso variabile				
Germania	276	277	Aaa	AAA
Italia	50	50	Baa2	BBB
Europa (Organismi sovranazionali)	100	100	da Aaa a Aa1	da AAA a AA
Francia	47	47	Aa1	AA
	473	474		
Totale titoli quotati emessi da Stati sovrani	1.515	1.526		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.473	1.541	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli non quotati emessi da imprese industriali	37	37	da P-1 a P-2	da A-1+ a A-2
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	837	875	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli non quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	230	230	da P-1 a P-2	da A-1+ a A-2
	2.577	2.683		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	90	90	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	719	721	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	809	811		
Totale altri titoli	3.386	3.494		
Totale attività finanziarie destinate al trading	4.901	5.020		

Il fair value dei titoli quotati è stimato sulla base dei prezzi di mercato; i titoli non quotati sono valutati sulla base di tecniche di valutazione adottate in ambito finanziario.

6 Attività finanziarie disponibili per la vendita

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

(€ milioni)	31.12.2013	30.06.2014
Titoli strumentali all'attività operativa		
Titoli quotati emessi da Stati sovrani	165	195
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	37	41
	202	236
Titoli non strumentali all'attività operativa		
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	7	8
Altri titoli quotati	26	
	33	8
	235	244

I titoli emessi da Stati sovrani al 30 giugno 2014 di €195 milioni (€165 milioni al 31 dicembre 2013) si analizzano come segue:

	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Tassi di rendimento nominale (%)	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Tasso fisso						
Belgio	31	36	da 2,88 a 4,25	dal 2014 al 2021	Aa3	AA
Italia	27	28	da 1,50 a 5,75	dal 2015 al 2017	Baa2	BBB
Portogallo	22	24	da 3,35 a 4,75	dal 2015 al 2019	Ba2	BB
Slovacchia	15	16	da 1,50 a 4,20	dal 2016 al 2018	A2	A
Irlanda	13	15	da 4,40 a 4,50	dal 2019 al 2020	Baa1	A-
Spagna	14	14	da 3,30 a 4,10	dal 2014 al 2018	Baa2	BBB
Francia	12	14	da 1,00 a 3,25	dal 2018 al 2021	Aa1	AA
Austria	12	12	da 3,40 a 3,50	dal 2014 al 2015	Aaa	AA+
Repubblica Ceca	7	8	3,63	2021	A1	AA-
Paesi Bassi	6	7	4,00	dal 2016 al 2018	Aaa	AA+
Germania	5	5	3,25	2015	Aaa	AAA
Stati Uniti d'America	4	4	3,13	2019	Aaa	AA+
Canada	4	4	1,63	2019	Aaa	AAA
Polonia	3	4	6,38	2019	A2	A-
Finlandia	3	4	da 1,13 a 1,25	dal 2015 al 2017	Aaa	AAA
	178	195				

Titoli per €49 milioni (€44 milioni al 31 dicembre 2013) sono emessi da Istituti finanziari con classe di rating compresa tra Aaa e B2 (Moody's) e AAA e BB- (S&P); gli altri titoli quotati di €26 milioni al 31 dicembre 2013 sono obbligazioni con rating pari a B1 (Moody's) e B- (S&P).

I titoli strumentali all'attività operativa di €236 milioni (€202 milioni al 31 dicembre 2013) sono a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd.

Gli effetti della valutazione al fair value dei titoli sono indicati alla nota n. 25 - Patrimonio netto.

Il fair value dei titoli disponibili per la vendita è stimato in maniera analoga a quelli held for trading.

7 Crediti commerciali e altri crediti

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

(€ milioni)	31.12.2013	30.06.2014
Crediti commerciali	21.212	19.706
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	403	411
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	481	581
- non strumentali all'attività operativa	129	115
	1.013	1.107
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	88	86
- altri	6.577	7.347
	6.665	7.433
	28.890	28.246

Il decremento dei crediti commerciali di €1.506 milioni è riferito principalmente ai settori Gas & Power (€1.791 milioni), Ingegneria & Costruzioni (€314 milioni) e, in aumento, Exploration & Production (€417 milioni) e Refining & Marketing (€227 milioni).

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

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 30.06.2014
Crediti commerciali	1.291	197	(26)	8	1.470
Crediti finanziari	52			1	53
Altri crediti	534	18	(1)	5	556
	1.877	215	(27)	14	2.079

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali di €197 milioni è riferito al settore Gas & Power per €179 milioni ed è relativo in particolare alla clientela retail presso la quale si registrano maggiori difficoltà finanziarie connesse alla lenta ripresa economica nazionale. Eni sta adottando le necessarie azioni per mitigare il rischio controparte attraverso azioni di recupero di massa degli ammontari dei crediti in contenzioso anche tramite accordi transattivi o il ricorso a service esterni specialistici.

Nel corso del primo semestre 2014 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza successiva al 30 giugno 2014 di €1.844 milioni (€2.533 milioni nell'esercizio 2013 con scadenza 2014). Le cessioni hanno riguardato crediti commerciali relativi ai settori Refining & Marketing (€878 milioni), Gas & Power (€650 milioni), Ingegneria & Costruzioni (€200 milioni) e Versalis (€116 milioni). Inoltre, sono state attuate operazioni di cessione pro-soluto a terzi di crediti commerciali del settore Ingegneria & Costruzioni con scadenza successiva al 30 giugno 2014 tramite la società di Gruppo Serfactoring SpA per €236 milioni (€222 milioni nell'esercizio 2013 con scadenza 2014).

I crediti commerciali al 30 giugno 2014 comprendono crediti scaduti del settore Exploration & Production relativi alle forniture di idrocarburi a enti di Stato dell'Egitto per circa €1.195 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 €992 milioni (€884 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano per €536 milioni finanziamenti concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per la realizzazione di progetti industriali di interesse Eni (€481 milioni al 31 dicembre 2013) e per €309 milioni depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd (€321 milioni al 31 dicembre 2013).

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €115 milioni (€129 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano essenzialmente: (i) depositi vincolati di Eni Trading & Shipping SpA per €80 milioni (€92 milioni al 31 dicembre 2013), di cui €58 milioni presso Citigroup Global Markets Ltd, €20 milioni presso BNP Paribas e €2 milioni presso ABN AMRO per operazioni su contratti derivati; (ii) depositi vincolati del settore Ingegneria & Costruzioni per €25 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2013).

Gli altri crediti per attività di disinvestimento di €86 milioni (€88 milioni al 31 dicembre 2013) sono riferiti per €79 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2013) alla cessione della quota del 3,25% nel progetto Karachaganak (pari al 10% dell'interessenza Eni) al partner kazakho KazMunaiGas. La descrizione della transazione è riportata alla nota n. 15 - Altre attività non correnti.

Gli altri crediti di €7.347 milioni (€6.577 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono: (i) €570 milioni relativi al recupero di costi di investimento di due progetti petroliferi del settore Exploration & Production per i quali negli ultimi anni sono stati necessari due procedimenti arbitrali che hanno portato all'emissione di un lodo parziale e un lodo finale favorevoli, in uno degli arbitrati, e all'emissione di un lodo parziale, nell'altro. Per quest'ultimo si aspetta

il lodo finale che potrà essere emesso dal Collegio Arbitrale qualora venisse revocato il provvedimento restrittivo di una corte nigeriana che impedisce il proseguimento di questo arbitrato; (ii) €4 milioni relativi a crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con società non consolidate rientranti nel consolidato fiscale (€8 milioni al 31 dicembre 2013).

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 e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 35 - Rapporti con parti correlate.

8 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013					30.06.2014				
	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	714	209		1.848	2.771	499	202		1.923	2.624
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	114	14		1	129	155	14		1	170
Lavori in corso su ordinazione			1.627		1.627			2.471		2.471
Prodotti finiti e merci	2.496	801		93	3.390	2.104	758		113	2.975
Certificati e diritti di emissione				22	22				17	17
	3.324	1.024	1.627	1.964	7.939	2.758	974	2.471	2.054	8.257

I lavori in corso su ordinazione di €2.471 milioni (€1.627 milioni al 31 dicembre 2013) sono al netto degli acconti ricevuti dai committenti di €1 milione (€6 milioni al 31 dicembre 2013) corrispondenti al valore contrattuale dei lavori eseguiti.

Rimanenze di magazzino per €71 milioni (€105 milioni al 31 dicembre 2013) sono impegnate a garanzia del pagamento di servizi di stoccaggio.

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
31.12.2013								
Rimanenze lorde	8.749	(373)			(3)	(181)	(66)	8.126
Fondo svalutazione	(171)		(168)	149		3		(187)
Rimanenze nette	8.578	(373)	(168)	149	(3)	(178)	(66)	7.939
30.06.2014								
Rimanenze lorde	8.126	403			26	38	(161)	8.432
Fondo svalutazione	(187)		(150)	163			(1)	(175)
Rimanenze nette	7.939	403	(150)	163	26	38	(162)	8.257

La variazione del periodo di €403 milioni è riferita al settore Ingegneria & Costruzioni per €816 milioni e, in diminuzione, al settore Refining & Marketing per €322 milioni. Gli accantonamenti e gli utilizzi del fondo svalutazione rispettivamente di €150 milioni e €163 milioni sono riferiti al settore Refining & Marketing rispettivamente per €112 milioni e €121 milioni.

Le altre variazioni di €162 milioni comprendono la riclassifica ad attività destinate alla vendita per €139 milioni.

9 Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	30.06.2014
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	14	155
Fair value su altri strumenti finanziari derivati	718	2.337
Altre attività	593	859
	1.325	3.351

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 di copertura cash flow hedge di €155 milioni (€14 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda prevalentemente operazioni in derivati su commodity poste in essere nel settore Gas & Power 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 derivanti 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 2015 è indicato alla nota n. 19 - Altre passività correnti; il fair value attivo e passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 30 giugno 2015 è indicato rispettivamente alle note n. 15 - Altre attività non correnti e n. 23 - Altre passività non correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 25 - Patrimonio netto e n. 29 - Costi operativi.

Il fair value degli altri strumenti finanziari derivati di €2.337 milioni (€718 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda: (i) per €305 milioni (€369 milioni al 31 dicembre 2013) 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 direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie; (ii) per €2.032 milioni (€344 milioni al 31 dicembre 2013) strumenti finanziari derivati di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario.

Le altre attività correnti di €859 milioni comprendono €348 milioni relativi all'ammontare del gas prepagato per effetto dell'attivazione in esercizi passati della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term che Eni prevede di recuperare nei prossimi dodici mesi ritirando il gas prepagato sulla base dei piani di vendita e dei benefici ottenuti dalle recenti rinegoziazioni concluse alla data di chiusura della relazione semestrale.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 35 - Rapporti con parti correlate.

Attività non correnti

10 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore lordo al 31.12.2013	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2013	Valore netto al 31.12.2013	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 30.06.2014	Valore lordo al 30.06.2014	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2014
Immobili, impianti e macchinari	150.768	87.005	63.763	4.752	(3.873)	(329)	228	485	887	65.913	157.101	91.188

Gli investimenti sono riferiti ai seguenti settori di attività:

(€ milioni)	I semestre 2013	I semestre 2014
Investimenti		
Exploration & Production	3.922	3.974
Gas & Power	54	47
Refining & Marketing	225	224
Versalis	110	121
Ingegneria & Costruzioni	484	324
Corporate e società finanziarie	72	30
Altre attività	5	7
Eliminazione utili interni	30	25
	4.902	4.752

Nella redazione della presente relazione semestrale il management non ha riscontrato, ad eccezione dei business raffinazione e petrolchimica, la presenza di impairment indicator nei settori di attività Eni in base alle previsioni più recenti dei prezzi a termine delle principali commodity energetiche e spread desumibili dal mercato per il futuro quadriennio confrontate con il bilancio 2013 e alla leggera revisione al rialzo dell'assunzione di prezzo di lungo termine del petrolio Brent a 95 dollari/barile (in termini reali 2018). Conseguentemente, il management ha verificato la tenuta dei valori di libro nei seguenti settori di attività: i) Refining & Marketing, a causa del significativo ridimensionamento nelle proiezioni di mercato dei margini di lavorazione rispetto ai valori considerati nella Relazione finanziaria annuale 2013 che riflette la perdurante debolezza dei fondamentali in presenza di eccesso di capacità, stagnazione della domanda di carburanti in Europa e forte pressione competitiva da parte di flussi di prodotto d'importazione da Russia e Asia. Tenuto conto dell'aggiornamento dello scenario, la verifica ha confermato i valori di libro delle raffinerie e degli impianti di distribuzione sulla base dell'ulteriore ottimizzazione dello spending (investimenti e costi operativi) decisa dal management rispetto al piano quadriennale 2014-2017 e della riduzione del tasso di attualizzazione (costo medio ponderato del capitale rettificato per il rischio Paese - WACC adjusted), ad eccezione degli investimenti di periodo eseguiti nell'ambito di CGU svalutate in precedenti esercizi per le quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€97 milioni) e delle reti di distribuzione carburanti nella Repubblica Ceca e Slovacchia per allineamento al fair value (€30 milioni. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 24 - Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili); ii) Versalis, a causa della debolezza della domanda europea di commodity e della concorrenza da parte dei produttori asiatici con forte pressione sui margini di vendita (in particolare nei business intermedi, butadiene ed elastomeri); è stata confermata la tenuta del valore di libro delle CGU del settore sulla base della solidità delle azioni industriali pianificate per il prossimo quadriennio recepite nelle valutazioni di bilancio e della riduzione del WACC, ad eccezione degli investimenti di periodo eseguiti nell'ambito di CGU svalutate in precedenti esercizi per le quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€9 milioni); iii) Exploration & Production, è stata verificata la tenuta del valore di libro di un campione di Cash Generating Unit oil&gas selezionato 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 40% degli asset Exploration & Production, per il quale 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. Una proprietà oil&gas, per la quale Eni non prevede un ulteriore impegno finanziario per sostenerne lo sviluppo, è stata svalutata integralmente (€179 milioni).

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 sono invariati rispetto alla Relazione Finanziaria Annuale 2013 alla quale si rinvia (v. nota n. 15 - Immobili, impianti e macchinari del bilancio consolidato 2013). In particolare, in occasione della Relazione Finanziaria Semestrale Consolidata 2014 il management ha mantenuto complessivamente 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) che ha considerato la riduzione del rischio sovrano Italia riflessa nella riduzione degli yield previsti sui titoli di stato decennali, i cui effetti sono stati compensati dall'accresciuto rischio Paese non-OECD; per i settori Refining & Marketing e Versalis che operano prevalentemente in Italia e Europa Occidentale è stata valutata una riduzione nell'ordine degli 80-90 basis point grazie alle migliora-

te prospettive macroeconomiche della zona Euro riflesse nel minore rischio Paese.

I WACC applicati nella semestrale hanno valori compresi tra il 6,4% e il 7,9%.

La variazione dell'area di consolidamento di €228 milioni è riferita all'acquisizione del 100% della Liverpool Bay Ltd.

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di €485 milioni sono riferite a imprese con moneta funzionale dollari USA per €377 milioni e a imprese con moneta funzionale sterlina inglese per €75 milioni.

Le altre variazioni di €887 milioni comprendono la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti del settore Exploration & Production per €1.064 milioni prevalentemente per effetto della riduzione dei tassi di sconto e, in diminuzione, la riclassifica ad attività destinate alla vendita per €137 milioni.

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono unproved mineral interest come segue:

(€ milioni)	Valori al 31.12.2013	Svalutazioni	Riclassifica a Proved Mineral Interest	Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	Valori al 30.06.2014
Congo	1.119			11	1.130
Nigeria	711			7	718
Turkmenistan	490			5	495
Algeria	331			3	334
USA	137			1	138
Egitto	44		(4)		40
Altri Paesi	35	(21)	(14)	2	2
	2.867	(21)	(18)	29	2.857

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 27 - Garanzie, impegni e rischi - Rischio liquidità.

11 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore lordo al 31.12.2013	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2013	Valore netto al 31.12.2013	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre Variazioni	Valore netto al 30.06.2014	Valore lordo al 30.06.2014	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2014
Attività immateriali a vita utile definita	8.984	7.254	1.730	772	(941)	(1)		3	10	1.573	9.623	8.050
Attività immateriali a vita utile indefinita												
Goodwill			2.146			(51)	37	2		2.134		
			3.876	772	(941)	(52)	37	5	10	3.707		

Gli investimenti di €772 milioni (€1.045 milioni nel primo semestre 2013) comprendono i costi di ricerca mineraria del settore Exploration & Production ammortizzati interamente nel periodo di sostenimento che ammontano a €693 milioni (€765 milioni nel primo semestre 2013) e bonus di firma per €4 milioni (€179 milioni nel primo semestre 2013) relativi all'acquisizione di nuovi acreage esplorativi in Egitto. Gli ammortamenti di €941 milioni (€1.012 milioni nel primo semestre 2013) comprendono ammortamenti di bonus di firma e di costi di acquisizione di licenze esplorative per €123 milioni (€126 milioni nel primo semestre 2013).

Le svalutazioni relative al goodwill di €51 milioni sono riferite alle reti di distribuzione carburanti nella Repubblica Ceca e Slovacchia per allineamento al fair value (v. nota n. 10 - Immobili, impianti e macchinari).

La variazione dell'area di consolidamento relativa al goodwill di €37 milioni è riferita all'acquisizione del 51% della Acam Clienti SpA (€32 milioni) e all'acquisizione del 100% della Liverpool Bay Ltd (€5 milioni).

Il saldo finale della voce goodwill di €2.134 milioni (€2.146 milioni al 31 dicembre 2013) è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.349 milioni (€2.396 milioni al 31 dicembre 2013); il decremento delle svalutazioni cumulate è dovuto alla riclassifica ad attività destinate alla vendita.

Il goodwill per settore di attività si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	30.06.2014
Gas & Power	991	1.025
Ingegneria & Costruzioni	748	748
Exploration & Production	250	258
Refining & Marketing	157	103
	2.146	2.134

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)	31.12.2013	30.06.2014
Mercato Gas Italia	801	835
Mercato Gas Estero	190	190
- di cui Mercato Gas Europeo	188	188
	991	1.025

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), al quale si sono aggiunti negli anni goodwill rilevati in occasione di acquisizioni di società di vendita focalizzate in ambiti territoriali circoscritti, sinergiche ai principali bacini di attività Eni, ultima in ordine temporale l'Acam Clienti SpA perfezionata nel semestre con la rilevazione di €32 milioni di goodwill. Nel primo semestre 2014 nonostante la flessione della domanda gas nel settore civile (-19%) a causa dell'inverno particolarmente mite, il management non ha riscontrato impairment indicator sulla base della solidità delle assunzioni del piano industriale 2014-2017 riflesso nelle valutazioni del bilancio 2013. L'eccedenza del valore d'uso della CGU Mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito, pari a €650 milioni in base all'analisi di sensitività fatta nel bilancio 2013 si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 35% in media dei margini previsti; (ii) diminuzione del 35% in media dei volumi previsti; (iii) incremento di 7 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita nominale negativo del 12%. Il valore d'uso della CGU Mercato Italia e la relativa analisi di sensitività sono stati calcolati sulla base dei soli margini retail.

Il goodwill allocato alle CGU Mercato Gas Europeo che residua in €188 milioni dopo le svalutazioni fatte negli esercizi precedenti a causa del downturn del mercato europeo del gas, è quello riveniente dalle acquisizioni delle società retail Altergaz SA (ora Eni Gas & Power France SA) in Francia e Nuon Belgium NV (incorporata in Eni Gas & Power NV) in Belgio i cui valori di libro sono allineati ai rispettivi valori d'uso stimati su base stand alone nel bilancio 2013. Non sono emersi impairment indicator nel semestre.

Settore Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)	31.12.2013	30.06.2014
E&C Offshore	415	415
E&C Onshore	314	314
Altre	19	19
	748	748

Il goodwill di €748 milioni riguarda essenzialmente quello rilevato a seguito dell'acquisto di Bouygues Offshore SA, ora Saipem SA (€710 milioni), allocato alle due CGU Offshore e Onshore. Le prospettive del business confermano l'obiettivo di un graduale recupero dei risultati del business E&C grazie al progressivo completamento dei progetti a bassa marginalità acquisiti prima del 2013 e al contributo dei nuovi progetti acquisiti successivamente in base a una più selettiva politica commerciale e caratterizzati da una maggiore profittabilità. Nonostante l'assenza di indicatori di perdita durevole di valore, il management ha ugualmente testato il valore d'uso delle CGU per verificare la tenuta del valore di libro compreso il goodwill allocato. La determinazione del valore d'uso è stata fatta sulla base delle previsioni di utili e cash flow del piano quadriennale aziendale 2014-2017, modificato per riflettere l'aggiornamento sui risultati attesi per il 2014; le altre assunzioni più rilevanti ai fini della stima dei flussi di cassa delle CGU relative al tasso di attualizzazione e al tasso di crescita terminale degli stessi sono rimaste invariate rispetto al bilancio 2013 rispettivamente al 7,6% e al 2%. Non sono emerse svalutazioni. Per entrambe le CGU Offshore e Onshore il valore recuperabile eccede in maniera significativa il corrispondente valore di libro comprensivo del goodwill ad esse riferito in misura non inferiore a quello indicato nella Relazione Finanziaria Annuale sulla base delle verifiche fatte nel semestre.

12 Partecipazioni

Le partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Valutazione al fair value	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 30.06.2014
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3.153	157	(5)	117	(121)		18	(207)	3.112
Altre partecipazioni	3.027		(810)			193	3	(1)	2.412
	6.180	157	(815)	117	(121)	193	21	(208)	5.524

Le acquisizioni e sottoscrizioni relative alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto di €157 milioni riguardano principalmente aumenti di capitale di società impegnate nella realizzazione di progetti di interesse Eni: la South Stream Transport BV (€128 milioni) impegnata nello studio di fattibilità dell'omonimo gasdotto, la PetroJunin SA (€19 milioni) impegnata nello sviluppo di giacimenti di gas e olio pesante in Venezuela e la Angola LNG Ltd (€6 milioni) impegnata nella realizzazione di un impianto di liquefazione per la valorizzazione di riserve gas (quota Eni nel progetto del 13,6%). Le cessioni e i rimborsi di €815 milioni sono al netto delle plusvalenze da cessione di €22 milioni e riguardano essenzialmente la cessione dell'8,15% di Galp Energia SGPS SA (Galp) per €805 milioni.

La cessione di Galp è stata eseguita secondo due modalità: (i) collocamento di n. 58.051.000 azioni ordinarie, pari a circa il 7% del capitale sociale, attraverso un accelerated bookbuilding rivolto a investitori istituzionali il 28 marzo 2014, per il corrispettivo di €702 milioni, prezzo unitario di €12,10 per azione, con una plusvalenza di conto economico pari a €11 milioni alla quale si è cumulato il rigiro della riserva patrimoniale per €66 milioni; (ii) collocamenti e cessioni spot che hanno riguardato circa l'1,15% del capitale sociale con un incasso di €122 milioni corrispondenti al prezzo medio di €12,83 per azione e una plusvalenza di conto economico pari a €8 milioni alla quale si è cumulato il rigiro della riserva patrimoniale per €11 milioni.

La valutazione con il metodo del patrimonio netto di €117 milioni è riferita principalmente a PetroJunin SA (€25 milioni), alla Unión Fenosa Gas SA (€24 milioni), alla United Gas Derivatives Co (€16 milioni), alla CARDÓN IV SA (€14 milioni), alla Eni BTC Ltd (€13 milioni), alla Unimar Llc (€13 milioni) e a PetroSucre SA (€11 milioni).

Il decremento per dividendi di €121 milioni è riferito principalmente alla Unimar Llc (€45 milioni), alla Unión Fenosa Gas SA (€23 milioni) e alla United Gas Derivatives Co (€19 milioni).

Le differenze di cambio da conversione di €21 milioni riguardano imprese con moneta funzionale dollaro USA.

La valutazione al fair value di €193 milioni è riferita alle partecipazioni finanziarie in Snam SpA e Galp Energia SGPS SA ed è stata rilevata nei proventi da partecipazioni di conto economico in applicazione della fair value option prevista dallo IAS 39 poiché relativa ad azioni a servizio di bond convertibili. La fair value option è stata attivata per ridurre l'asimmetria contabile connessa con la rilevazione a fair value con contropartita conto economico delle opzioni implicite nei prestiti obbligazionari convertibili.

Le altre variazioni di €208 milioni comprendono la riclassifica ad attività destinate alla vendita per €218 milioni relativa alle partecipate EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH, Česká Rafinérská AS, Inversora de Gas Cuyana SA, Distribuidora de Gas Cuyana SA, Inversora de Gas del Centro SA e Distribuidora de Gas del Centro SA.

Le altre partecipazioni di €2.412 milioni riguardano per €2.158 milioni le partecipazioni valutate al fair value Snam SpA e Galp Energia SGPS SA.

Al 30 giugno 2014, 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. Al 30 giugno 2014 la partecipazione in Snam è iscritta al fair value di €1.270 milioni determinato sulla base del prezzo di borsa di €4,4 per azione.

Al 30 giugno 2014 Eni possiede 66.337.592 azioni ordinarie Galp, corrispondenti a circa l'8% del capitale, che sono interamente al servizio del bond convertibile di circa €1.028 milioni emesso il 30 novembre 2012 con scadenza 30 novembre 2015. Al 30 giugno 2014 la partecipazione residua in Galp è iscritta al fair value di €888 milioni determinato sulla base del prezzo di borsa di €13,38 per azione.

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 30 giugno 2014 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 30 giugno 2014" che costituisce parte integrante delle presenti note.

13 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	30.06.2014
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	778	893
Titoli strumentali all'attività operativa	80	82
	858	975

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono esposti al netto del fondo svalutazione di €87 milioni (€66 milioni al 31 dicembre 2013).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €893 milioni (€778 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (€604 milioni), Gas & Power (€149 milioni), Versalis (€70 milioni) e Refining & Marketing (€23 milioni). I finanziamenti sono concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per €222 milioni.

I titoli di €82 milioni (€80 milioni al 31 dicembre 2013) sono classificati come da mantenere fino alla scadenza e sono emessi per €74 milioni da Stati sovrani (€69 milioni al 31 dicembre 2013), per €8 milioni dalla Banca Europea per gli Investimenti (stesso ammontare al 31 dicembre 2013) e, al 31 dicembre 2013, per €3 milioni da Istituti finanziari.

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
Stati sovrani							
Tasso fisso							
Italia	20	21	22	da 3,50 a 4,75	dal 2014 al 2021	Baa2	BBB
Irlanda	9	8	9	da 4,40 a 4,50	dal 2018 al 2019	Baa1	A-
Francia	6	5	6	3,25	2021	Aa1	AA
Slovenia	3	3	3	4,88	2014	Ba1	A-
Spagna	3	3	3	3,00	2015	Baa2	BBB
Belgio	2	2	2	1,25	2018	Aa3	AA
Tasso variabile							
Italia	15	15	16		dal 2014 al 2016	Baa2	BBB
Belgio	7	7	7		2016	Aa3	AA
Spagna	7	7	7		2015	Baa2	BBB
Slovacchia	2	2	2		2015	A2	A
Totale Stati sovrani	74	73	77				
Altri titoli							
Banca Europea per gli Investimenti	8	8	8		dal 2016 al 2018	Aaa	AAA
	82	81	85				

Il valore di mercato dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a €937 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 0,3% e il 3,5% (0,5% e 4,2% al 31 dicembre 2013). Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 35 - Rapporti con parti correlate.

14 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di €3.509 milioni (€3.562 milioni al 31 dicembre 2013).

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Incrementi netti	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 30.06.2014
	4.658	61	65	(205)	4.579

Le attività per imposte anticipate riguardano Eni SpA e le consociate Italia facenti parte del consolidato fiscale nazionale per €2.460 milioni (€2.554 milioni al 31 dicembre 2013) e sono state stanziolate 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 2013.

Le passività per imposte differite sono indicate alla nota n. 22 - Passività per imposte differite.

Le imposte sono indicate alla nota n. 32 - Imposte sul reddito.

15 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	30.06.2014
Attività per imposte correnti	465	604
Crediti per attività di disinvestimento	702	659
Altri crediti	148	148
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	256	216
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	6	
Altre attività	2.099	1.368
	3.676	2.995

I crediti per attività di disinvestimento di €659 milioni (€702 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono: (i) il credito residuo di €170 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. Sono in corso negoziazioni per definire ulteriori rimborsi del credito; (ii) il credito di €350 milioni relativo alla cessione nel 2008 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 attuarono allora il nuovo schema contrattuale e di governance del progetto. Il rimborso del credito è previsto in tre rate annuali a partire dalla data in cui la produzione raggiungerà il livello commerciale target concordato tra le parti. Il credito matura interessi a tassi di mercato; (iii) la quota a lungo termine di €7 milioni del credito relativo alla cessione perfezionata nel giugno 2012 del 3,25% nel progetto Karachaganak (pari al 10% dell'interessenza Eni) alla controparte di stato kazakha KazMunaiGas nell'ambito dell'accordo transattivo 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. Il piano di rimborso prevede 36 rate mensili dal luglio 2012 con interessi attivi a tassi di mercato. Nel primo semestre 2014 sono stati rimborsati €40 milioni. La quota a breve termine è indicata alla nota n. 7 - 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 assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €216 milioni (€256 milioni al 31 dicembre 2013) 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 direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €6 milioni al 31 dicembre 2013 è riferito alle coperture del settore Gas & Power come descritto alla nota n. 9 - Altre attività correnti. Il fair value passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 30 giugno 2015 è indicato alla nota n. 23 - Altre passività non correnti; il fair value attivo e passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 30 giugno 2015 è indicato rispettivamente alle note n. 9 - Altre attività correnti e n. 19 - Altre passività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 25 - Patrimonio netto e n. 29 - Costi operativi.

Le altre attività di €1.368 milioni (€2.099 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano per €1.173 milioni (€1.892 milioni al 31 dicembre 2013) le quantità di gas non prelevate da Eni fino a concorrenza del minimum take contrattuale, che hanno fatto scattare l'obbligo di pagare l'anticipo del prezzo contrattuale di fornitura in adempimento della clausola take-or-pay con contropartita debiti verso fornitori gas (altri debiti della nota n. 17 - Debiti commerciali e altri debiti). Il decremento rispetto all'esercizio precedente è dovuto al ritiro di parte dei volumi prepagati negli esercizi pregressi (make-up) grazie al beneficio delle rinegoziazioni dei contratti long-term che hanno comportato una riduzione delle quantità minime contrattuali e altre ottimizzazioni eseguite nel semestre. La classificazione nell'attivo non corrente è dovuta alla previsione di ritiro di tali volumi pre-pagati oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi. La clausola take-or-pay prevede l'anticipazione totale o parziale del prezzo contrattuale dei volumi di gas non ritirati rispetto alla quantità minima contrattuale, con facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato (v. definizione della clausola take-or-pay nel glossario). Il valore contabile dell'anticipo, assimilabile a un credito in natura, è oggetto di svalutazione per allinearlo 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. In applicazione di tale criterio contabile nel primo semestre 2014 è stata rilevata una svalutazione di €31 milioni. L'ammontare dei volumi di gas prepagati riflette le difficili condizioni del mercato europeo del gas naturale a causa della debolezza della domanda determinata dalla debole crescita economica e dalla crisi del termoelettrico 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 sui benefici delle rinegoziazioni concluse e di quelle in corso/pianificate in termini di migliorata competitività del gas Eni, di riduzione delle quantità minime soggette al vincolo di prelievo e altre flessibilità operative, nonché azioni di ottimizzazione commerciale grazie alla presenza simultanea in più mercati e agli asset disponibili (capacità di logistica, diritti di trasporto).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 35 - Rapporti con parti correlate.

Passività correnti

16 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	30.06.2014
Banche	306	677
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	1.767	2.206
Altri finanziatori	480	355
	2.553	3.238

L'incremento di €685 milioni delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente ad assunzioni nette per €664 milioni e alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per €21 milioni. I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di €2.206 milioni riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie Eni Finance USA Inc per €1.688 milioni ed Eni Finance International SA per €518 milioni.

Al 30 giugno 2014 Eni dispone di linee di credito committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per €41 milioni e €12.334 milioni (rispettivamente €2.141 milioni e €12.187 milioni al 31 dicembre 2013). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Al 30 giugno 2014 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 indicati alla nota n. 35 - Rapporti con parti correlate.

17 Debiti commerciali e altri debiti

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

(€ milioni)	31.12.2013	30.06.2014
Debiti commerciali	15.584	13.540
Acconti e anticipi	2.462	2.182
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	2.045	2.008
- altri debiti	3.610	3.501
	5.655	5.509
	23.701	21.231

Il decremento dei debiti commerciali di €2.044 milioni è riferito essenzialmente al settore Gas & Power (€2.065 milioni).

Gli altri debiti di €3.501 milioni (€3.610 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono €12 milioni relativi a debiti per il regolamento di rapporti patrimoniali con società non consolidate rientranti nel consolidato fiscale (stesso ammontare al 31 dicembre 2013).

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 35 - 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.

18 Passività per imposte sul reddito correnti

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

(€ milioni)	31.12.2013	30.06.2014
Imprese italiane	69	136
Imprese estere	686	709
	755	845

Le imposte sono indicate alla nota n. 32 - Imposte sul reddito.

19 Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	30.06.2014
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	213	
Fair value su altri strumenti finanziari derivati	782	2.259
Altre passività	442	501
	1.437	2.760

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 di copertura cash flow hedge di €213 milioni al 31 dicembre 2013 è riferito quasi esclusivamente alle coperture del settore Gas & Power e riguarda operazioni di copertura del rischio cambio e prezzi su commodity descritte alla nota n. 9 - Altre attività correnti. Il fair value attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 30 giugno 2015 è indicato alla nota n. 9 - Altre attività correnti; il fair value passivo e attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 30 giugno 2015 è indicato rispettivamente alle note n. 23 - Altre passività non correnti e n. 15 - Altre attività non correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 25 - Patrimonio netto e n. 29 - Costi operativi.

Il fair value su altri strumenti finanziari derivati di €2.259 milioni (€782 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda: (i) per €483 milioni (€376 milioni al 31 dicembre 2013) 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 su merci e, pertanto, non direttamente riconducibile alle transazioni commerciali o finanziarie originarie; (ii) per €1.775 milioni (€405 milioni al 31 dicembre 2013) strumenti finanziari derivati di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario; (iii) per €1 milione (stesso ammontare al 31 dicembre 2013) strumenti finanziari derivati fair value hedge.

Le altre passività di €501 milioni (€442 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono la quota a breve termine di €85 milioni (€111 milioni al 31 dicembre 2013) degli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica. La quota a lungo termine è indicata alla nota n. 23 - Altre passività non correnti.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 35 - Rapporti con parti correlate.

Passività non correnti

20 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]	31.12.2013			30.06.2014		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	1.993	397	2.390	2.203	614	2.817
Obbligazioni ordinarie	16.453	1.698	18.151	15.353	2.408	17.761
Obbligazioni convertibili	2.232	8	2.240	2.244	5	2.249
Altri finanziatori	197	29	226	167	30	197
	20.875	2.132	23.007	19.967	3.057	23.024

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di €23.024 milioni (€23.007 milioni al 31 dicembre 2013) aumentano di €17 milioni. L'incremento comprende differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi €76 milioni.

I debiti verso banche di €2.817 milioni (€2.390 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono l'utilizzo di linee di credito committed per €2 milioni.

Gli altri finanziatori di €197 milioni (€226 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano per €30 milioni operazioni di leasing finanziario (€31 milioni al 31 dicembre 2013).

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 2013 e al 30 giugno 2014 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontano rispettivamente a €1.782 milioni e a €2.211 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 €17.761 milioni (€18.151 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €13.536 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €4.225 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)								
Società emittente								
<i>Euro Medium Term Notes</i>								
Eni SpA	1.500	43	1.543	EUR		2019		4,125
Eni SpA	1.500	28	1.528	EUR		2016		5,000
Eni SpA	1.250	32	1.282	EUR		2017		4,750
Eni SpA	1.200	40	1.240	EUR		2025		3,750
Eni SpA	1.000	19	1.019	EUR		2023		3,250
Eni SpA	1.000	12	1.012	EUR		2020		4,250
Eni SpA	1.000	12	1.012	EUR		2018		3,500
Eni SpA	1.000	7	1.007	EUR		2029		3,625
Eni SpA	1.000	(2)	998	EUR		2020		4,000
Eni SpA	800	11	811	EUR		2021		2,625
Eni SpA	750	(4)	746	EUR		2019		3,750
Eni Finance International SA	561	10	571	GBP	2018	2021	4,750	6,125
Eni Finance International SA	395	2	397	EUR	2017	2043	3,750	5,441
Eni Finance International SA	224	1	225	YEN	2015	2037	1,530	2,810
Eni Finance International SA	128	1	129	USD		2015	4,450	4,800
Eni Finance International SA	16		16	EUR		2015		variabile
	13.324	212	13.536					
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>								
Eni SpA	1.109	29	1.138	EUR		2017		4,875
Eni SpA	1.000	(3)	997	EUR		2015		4,000
Eni SpA	1.000	(3)	997	EUR		2015		variabile
Eni SpA	330	1	331	USD		2020		4,150
Eni SpA	256		256	USD		2040		5,700
Eni SpA	215		215	EUR		2017		variabile
Eni USA Inc	293	(2)	291	USD		2027		7,300
	4.203	22	4.225					
	17.527	234	17.761					

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.212 milioni e riguardano Eni SpA per €1.994 milioni ed Eni Finance International SA per €218 milioni. Nel corso del primo semestre 2014 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie da Eni SpA per €1.007 milioni. 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 (%)
Eni SpA	1.250	(12)	1.238	EUR	2016	0,625
Eni SpA	1.028	(17)	1.011	EUR	2015	0,250
	2.278	(29)	2.249			

Il prestito obbligazionario di €1.238 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 €1.011 milioni del valore nominale di €1.028 milioni, scadente nei prossimi 18 mesi, 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 2014 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €5.721 milioni (€4.719 milioni al 31 dicembre 2013). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

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; al 30 giugno 2014 il programma risulta utilizzato per €13,3 miliardi.

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 stabile. 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.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €25.724 milioni (€22.891 milioni al 31 dicembre 2013) e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	30.06.2014
Obbligazioni ordinarie	18.071	20.377
Obbligazioni convertibili	2.188	2.289
Banche	2.382	2.840
Altri finanziatori	250	218
	22.891	25.724

Il fair value delle obbligazioni convertibili è stato determinato sulla base della quotazione di mercato. Il fair value degli altri debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra lo 0,3% e il 3,5% (0,5% e 4,2% al 31 dicembre 2013).

Al 30 giugno 2014 non vi sono passività finanziarie garantite da depositi vincolati.

Analisi dell'indebitamento finanziario netto

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

(€ milioni)	31.12.2013			30.06.2014		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	5.431		5.431	6.518		6.518
B. Attività finanziarie destinate al trading	5.004		5.004	5.020		5.020
C. Attività finanziarie disponibili per la vendita	33		33	8		8
D. Liquidità (A+B+C)	10.468		10.468	11.546		11.546
E. Crediti finanziari	129		129	115		115
F. Passività finanziarie a breve termine verso banche	306		306	677		677
G. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	397	1.993	2.390	614	2.203	2.817
H. Prestiti obbligazionari	1.706	18.685	20.391	2.413	17.597	20.010
I. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	264		264	249		249
L. Altre passività finanziarie a breve termine	1.983		1.983	2.312		2.312
M. Altre passività finanziarie a lungo termine	29	197	226	30	167	197
N. Indebitamento finanziario lordo (F+G+H+I+L+M)	4.685	20.875	25.560	6.295	19.967	26.262
O. Indebitamento finanziario netto (N-D-E)	(5.912)	20.875	14.963	(5.366)	19.967	14.601

Le attività finanziarie destinate al trading di €5.020 milioni (€5.004 milioni al 31 dicembre 2013) si riferiscono a Eni SpA. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 5 - Attività finanziarie destinate al trading.

Le attività finanziarie disponibili per la vendita di €8 milioni (€33 milioni al 31 dicembre 2013) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza strumentali all'attività operativa di €318 milioni (€282 milioni al 31 dicembre 2013) relativi per €236 milioni (€202 milioni al 31 dicembre 2013) ai titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd.

I crediti finanziari di €115 milioni (€129 milioni al 31 dicembre 2013) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per €992 milioni (€884 milioni al 31 dicembre 2013), di cui €536 milioni (€481 milioni al 31

dicembre 2013) concessi a imprese controllate non consolidate, a imprese a controllo congiunto e a imprese collegate principalmente per la realizzazione di progetti industriali e investimenti di interesse Eni e €309 milioni (€321 milioni al 31 dicembre 2013) relativi a depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd.

21 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Accantonamenti	Rilevazione iniziale e variazione stima	Effetto attualizzazione	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 30.06.2014
Fondo abbandono e ripristino siti e social project	6.899		1.070	125	(143)		63	160	8.174
Fondo rischi ambientali	2.862	84		2	(86)	(6)		(2)	2.854
Fondo rischi per contenziosi	858	305			(74)	(47)	4	9	1.055
Fondo per imposte	477	39			(19)		4	(6)	495
Fondo esodi agevolati	407	22		11	(8)	(19)		(3)	410
Fondo contratti onerosi	372	2			(42)		4	51	387
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	358	45			(59)			3	347
Fondo certificati verdi	255	16			(72)			(1)	198
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	163	10				(6)		(5)	162
Fondo mutua assicurazione OIL	93							4	97
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	96				(3)	(16)	2		79
Fondo rischi contrattuali	83	11			(31)		1		64
Altri fondi ^(*)	197	48			(32)	(8)		(62)	143
	13.120	582	1.070	138	(569)	(102)	78	148	14.465

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

La rilevazione iniziale e variazione stima del fondo abbandono e ripristino siti comprende gli effetti derivanti dalla riduzione dei tassi di interesse di lungo termine.

Gli accantonamenti e gli utilizzi a fronte oneri relativi al fondo rischi per contenziosi rispettivamente di €305 milioni e €74 milioni sono riferiti principalmente al settore Gas & Power in relazione alla revisione del prezzo di alcuni contratti di vendita gas di lungo termine anche in base alla definizione di lodi arbitrali.

22 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di €3.509 milioni (€3.562 milioni al 31 dicembre 2013).

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Accantonamenti netti	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 30.06.2014
	6.750	406	106	(124)	7.138

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

(€ milioni)	31.12.2013	30.06.2014
Passività per imposte differite	10.312	10.647
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.562)	(3.509)
	6.750	7.138
Attività per imposte anticipate non compensabili	(4.658)	(4.579)
Passività per imposte differite nette	2.092	2.559

23 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	30.06.2014
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	282	194
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	1	
Passività per imposte sul reddito	20	20
Altri debiti verso l'Amministrazione finanziaria	2	
Altri debiti	74	40
Altre passività	1.880	1.860
	2.259	2.114

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

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €194 milioni (€282 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda: (i) per €58 milioni (€155 milioni al 31 dicembre 2013) 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 su merci e, pertanto, non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie; (ii) per €136 milioni (€127 milioni al 31 dicembre 2013) la componente opzionale implicita dei prestiti obbligazionari convertibili in azioni ordinarie Snam SpA e Galp Energia SGPS SA, rispettivamente €103 milioni e €33 milioni (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 20 - Passività finanziarie a lungo termine).

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €1 milione al 31 dicembre 2013 è riferito alle coperture del settore Gas & Power e riguarda operazioni di copertura del rischio cambio e prezzi su commodity descritte alla nota n. 9 - Altre attività correnti. Il fair value attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 30 giugno 2015 è indicato alla nota n. 15 - Altre attività non correnti; il fair value passivo e attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 30 giugno 2015 è indicato rispettivamente alle note n. 19 - Altre passività correnti e n. 9 - Altre attività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 25 - Patrimonio netto e n. 29 - Costi operativi.

Le altre passività di €1.860 milioni (€1.880 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono: (i) la quota a lungo termine di €851 milioni (€876 milioni al 31 dicembre 2013) degli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica. La quota a breve termine è indicata alla nota n. 19 - Altre passività correnti; (ii) gli anticipi di €150 milioni (€149 milioni al 31 dicembre 2013) 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. 35 - Rapporti con parti correlate.

24 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di €663 milioni e €221 milioni riguardano essenzialmente: (i) la cessione del 100% delle società consolidate Eni Česká Republika Sro, Eni Slovensko Spol Sro ed Eni Romania Srl che operano nelle attività di Refining & Marketing rispettivamente nella Repubblica Ceca, in Slovacchia e in Romania e il 32,445% (intera quota posseduta) della partecipazione in Česká Rafinérská AS (CRC), società attiva nel settore della raffinazione nella Repubblica Ceca. Le tre società e la partecipazione in CRC sono state classificate nelle attività destinate alla vendita a seguito dell'accordo preliminare di cessione del 7 maggio 2014 con il gruppo MOL, gruppo oil&gas ungherese. Sulla cessione dell'interst in CRC è stato esercitato il diritto di prelazione da parte dell'altro socio, Unipetrol, che potrà acquistare la quota alle medesime condizioni concordate con il gruppo MOL. Il valore di libro delle attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili ammontano rispettivamente a €458 milioni e €221 milioni. Il perfezionamento di queste operazioni è soggetto ad alcune condizioni, tra le quali, l'approvazione preventiva da parte delle competenti Autorità antitrust europee. Eni rimarrà attiva nei tre Paesi nella commercializzazione dei lubrificanti extrarete; (ii) la cessione del 50% della partecipazione in EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (intera quota posseduta),

società tedesca che controlla le società Gasversorgung Süddeutschland GmbH e Terranets bw GmbH che operano nel settore della distribuzione e commercializzazione del gas naturale in Germania. La società è stata classificata nelle attività destinate alla vendita a seguito dell'accordo di cessione con l'attuale partner EnBW (Energie Baden-Württemberg). Il valore di libro della partecipazione ammonta a €183 milioni. La vendita è soggetta all'approvazione delle Autorità antitrust competenti; (iii) la cessione del 76% della partecipazione in Inversora de Gas Cuyana SA (intera quota posseduta), il 6,84% della partecipazione in Distribuidora de Gas Cuyana SA (intera quota posseduta), il 25% della partecipazione in Inversora de Gas del Centro SA (intera quota posseduta) e il 31,35% della partecipazione in Distribuidora de Gas del Centro SA (intera quota posseduta). Le società operano nel settore della distribuzione e commercializzazione del gas naturale in Argentina. Il valore di libro delle partecipazioni ammonta a €10 milioni.

Le principali cessioni avvenute nel corso del primo semestre 2014 hanno riguardato la partecipazione in Artic Russia BV per un valore di libro di €2.131 milioni.

25 Patrimonio netto

Interessenze di terzi

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

(€ milioni)	Utile netto del I semestre		Patrimonio netto	
	2013	2014	31.12.2013	30.06.2014
Saipem SpA	(376)	56	2.748	2.769
Altre	(7)	(99)	91	(10)
	(383)	(43)	2.839	2.759

Patrimonio netto di Eni

Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	30.06.2014
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	(154)	19
Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	81	9
Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(72)	(72)
Altre riserve	296	296
Riserva per differenze cambio da conversione	(698)	(303)
Azioni proprie	(201)	(403)
Utili relativi a esercizi precedenti	44.626	45.830
Acconto sul dividendo	(1.993)	
Utile netto	5.160	1.961
	58.210	58.502

Capitale sociale

Al 30 giugno 2014, 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 2013).

L'8 maggio 2014 l'Assemblea ordinaria e straordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la distribuzione del dividendo di €0,55 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2013 di €0,55 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 22 maggio 2014, con data di stacco il 19 maggio 2014 e record date il 21 maggio 2014. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2013 ammonta perciò a €1,10; (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 il 10 maggio 2013; (iii) l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile, ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario – in una o più volte e comunque entro 18 mesi dalla data della delibera – fino a un massimo di numero 363.000.000 azioni ordinarie Eni e per un ammontare comunque non superiore a €6.000 milioni, comprensivi rispettivamente del numero e del controvalore delle azioni proprie acquistate successivamente alla delibera assembleare di autorizzazione all'acquisto di azioni proprie del 16 luglio 2012, a un corrispettivo unitario non inferiore a €1,102 e non superiore al prezzo ufficiale di Borsa registrato dal titolo nella seduta di Borsa precedente ogni singola operazione, aumentato del 5% 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'art. 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 derivati cash flow hedge, riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita e riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti

Le riserve per valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge, per valutazione al fair value degli strumenti finanziari disponibili per la vendita e per piani a benefici definiti per i dipendenti, al netto del relativo effetto fiscale, si analizzano come segue:

(€ milioni)	Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge			Strumenti finanziari disponibili per la vendita			Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti			Totale		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2013	(224)	70	(154)	83	(2)	81	(85)	13	(72)	(226)	81	(145)
Variazione del periodo	287	(88)	199	5	(1)	4				292	(89)	203
Utilizzo a conto economico	(37)	11	(26)	(77)	1	(76)				(114)	12	(102)
Riserva al 30 giugno 2014	26	(7)	19	11	(2)	9	(85)	13	(72)	(48)	4	(44)

La riserva relativa agli strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale di €9 milioni è riferita alla valutazione al fair value di titoli (€5 milioni al 31 dicembre 2013). La riserva al 31 dicembre 2013 relativa alla valutazione al fair value di Galp Energia SGPS SA di €76 milioni è stata utilizzata a conto economico a seguito della cessione dell'8,15% delle azioni (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 12 - Partecipazioni).

Altre riserve

Le altre riserve di €296 milioni non hanno subito variazioni rispetto al 31 dicembre 2013.

26 Altre informazioni

Acquisizioni

Acam Clienti SpA

Nel primo semestre 2014 è stato acquisito il pacchetto azionario di controllo del 51% della Acam Clienti SpA. La società opera nella commercializzazione di gas ed energia elettrica principalmente nella provincia di La Spezia. Eni, dopo l'acquisizione, detiene il 100% del capitale della società. L'allocazione del valore complessivo di €30 milioni alle attività e passività acquisite è stata effettuata in via definitiva.

Liverpool Bay Ltd

Nel primo semestre 2014 è stato acquisito il 100% della Liverpool Bay Ltd che detiene il 46,1% del campo oil&gas in produzione Liverpool Bay. Eni deteneva già il 53,9% del campo e con l'acquisizione della Liverpool Bay Ltd ne ha acquisito il 100% e l'operatorship. L'allocazione del valore complessivo di €21 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)	Acam Clienti SpA		Liverpool Bay Ltd	
	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo
Attività correnti	60	60	36	36
Goodwill	8	32		5
Altre attività non correnti			228	228
Attività acquisite	68	92	264	269
Passività correnti	61	61	34	34
Passività nette per imposte differite			23	23
Fondi per rischi e oneri			191	191
Altre passività non correnti	1	1		
Passività acquisite	62	62	248	248
Valore corrente della quota di partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo	(3)	(15)		
Patrimonio netto di Gruppo acquisito	3	15	16	21

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	I semestre 2013	I semestre 2014
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda		
Attività correnti	26	96
Attività non correnti	27	265
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(5)	(19)
Passività correnti e non correnti	(19)	(291)
Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo		(15)
Effetto netto degli investimenti	29	36
Totale prezzo di acquisto	29	36
a dedurre:		
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	<i>(1)</i>	
Flusso di cassa degli investimenti	28	36

Gli investimenti del primo semestre 2014 riguardano l'acquisizione del 51% della Acam Clienti SpA e del 100% della Liverpool Bay Ltd.
 Gli investimenti del primo semestre 2013 riguardano l'acquisizione della ASA Trade SpA.

27 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

L'ammontare delle garanzie non ha subito variazioni significative rispetto a quanto indicato nella Relazione Finanziaria Annuale 2013.

Impegni e rischi

L'ammontare degli impegni e rischi non ha subito variazioni significative rispetto a quanto indicato nella Relazione Finanziaria Annuale 2013.

Gestione dei rischi finanziari

Rischi finanziari

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal CdA di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

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 non commodity 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). Eni Trading & Shipping ed Eni SpA svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF) o sedi similari e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari, attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trading & Shipping ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza.

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. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile a operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. Considerato che il trading proprietario è segregato ex ante dalle altre attività, la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" 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, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e 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 centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. 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 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, di Soglie di revisione strategia, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale, gestita centralmente dalla Direzione Midstream, e di trading proprietario, consentita in via

esclusiva a Eni Trading & Shipping. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), concentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Midstream Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. 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: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal Consiglio di Amministrazione in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il Consiglio di Amministrazione identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie minime; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse a impegni di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni

di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (iii) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Rientrano nelle esposizioni di trading proprietario le attività di origination qualora queste non siano collegabili ad asset fisici o contrattuali.

Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno).

Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Le singole Business Unit trasferiscono all'unità di Portfolio Management (Direzione Midstream) 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 (futures) 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.

Rischio di prezzo della liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "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: (i) 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); (ii) 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 ha avuto inizio nel secondo semestre 2013.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel primo semestre 2014 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2013) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione) e a quello della liquidità strategica.

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

(€ milioni)	2013				I semestre 2014			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ⁽¹⁾	3,67	1,49	2,07	2,15	2,19	1,29	1,67	2,19
Tasso di cambio ⁽¹⁾	0,37	0,07	0,14	0,24	0,23	0,03	0,09	0,05

(1) 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 ponderata; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%]

(€ milioni)	2013				I semestre 2014			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management								
Esposizioni Commerciali ⁽¹⁾	108,13	36,59	59,92	66,44	40,56	16,82	25,48	25,72
Trading ⁽²⁾	7,50	1,36	4,11	2,93	5,57	1,38	3,20	3,54

(1) Il perimetro consiste nella Direzione Midstream (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power), Versalis, Eni Trading & Shipping BV (Amsterdam) e consociate estere delle Divisioni operative.

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

[Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 99%]

(€ milioni)	2013				I semestre 2014			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica ⁽¹⁾	1,07	0,32	0,89	0,92	1,18	0,84	1,00	1,14

(1) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

Rischio di 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 di 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, livello percentuale minimo del rapporto tra indebitamento a medio/lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento a medio/lungo termine nonché di livello minimo della Riserva di liquidità), garantisca a Eni un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili. A tal fine Eni mantiene un significativo ammontare di Riserva di liquidità (attivi finanziari più linee di credito committed), finalizzata a: (i) fronteggiare identificati fattori di rischio che potrebbero alterare significativamente i cash flow previsti nel "Piano Finanziario" (es. modifiche di scenario e/o dei volumi di produzione, ritardi nell'esecuzione di dismissioni, effettuazione di acquisizioni opportunistiche); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito; (iii) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni. Lo stock di attivi finanziari è impiegato in strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito, nonché l'accesso tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi, 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; al 30 giugno 2014 il programma risulta utilizzato per €13,3 miliardi.

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 stabile. 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.

Nel primo semestre 2014 è stato emesso un bond per €1 miliardo nell'ambito del programma EMTN.

Al 30 giugno 2014, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €12.375 milioni di cui €41 milioni committed. Le linee di credito a lungo termine committed, pari a €5.721 milioni, di cui €150 milioni scadenti entro 12 mesi, risultano tutte disponibili; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

Nelle tabelle 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.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

Nella tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2014	2015	2016	2017	2018	Oltre	
Passività finanziarie a lungo termine	481	3.412	3.312	2.854	1.684	10.913	22.656
Passività finanziarie a breve termine	3.238						3.238
Passività per strumenti finanziari derivati	2.259	51	106	5		32	2.453
	5.978	3.463	3.418	2.859	1.684	10.945	28.347
Interessi su debiti finanziari	397	748	690	597	469	2.128	5.029
Garanzie finanziarie	172						172

Nella tabella che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

(€ milioni)	Anni di scadenza		Totale
	2014	Anni successivi	
Debiti commerciali	13.540		13.540
Altri debiti e anticipi	7.691	40	7.731
	21.231	40	21.271

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

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. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay del settore Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2014	2015	2016	2017	2018	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili^(a)	403	465	379	297	231	568	2.343
Costi di abbandono e ripristino siti^(b)	151	116	241	162	284	14.298	15.252
Costi relativi a fondi ambientali^(c)	228	329	248	130	107	669	1.711
Impegni di acquisto^(d)	9.054	18.252	16.504	15.803	14.939	155.384	229.936
- Gas							
Take-or-pay	7.645	16.606	15.089	14.420	13.800	149.005	216.565
Ship-or-pay	872	1.391	1.165	1.144	904	4.457	9.933
- Altri impegni di acquisto con clausola take-or-pay e ship-or-pay	66	125	117	108	104	478	998
- Altri impegni di acquisto ^(e)	471	130	133	131	131	1.444	2.440
Altri Impegni	3	3	3	3	3	122	137
- Memorandum di intenti Val d'Agri	3	3	3	3	3	122	137
	9.839	19.165	17.375	16.395	15.564	171.041	249.379

(a) 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 ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.

(b) 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.

(c) I costi relativi a fondi ambientali non comprendono gli oneri stanziati nel 2010 (€1.109 milioni) 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.

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

(e) Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per €1.874 milioni.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e partecipazioni di €53,8 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. 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 investimenti ambientali.

(€ milioni)	Anni di scadenza					Totale
	2014	2015	2016	2017	Oltre	
Impegni per major projects	5.697	5.246	4.908	3.224	17.709	36.784
Impegni per altri investimenti	7.555	4.902	2.865	1.705	865	17.892
	13.252	10.148	7.773	4.929	18.574	54.676

Informazioni sulla compensazione di strumenti finanziari

Di seguito sono riportate le informazioni relative alle attività e passività finanziarie compensate.

	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
(€ milioni)			
31.12.2013			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	30.285	1.395	28.890
Altre attività correnti	1.620	295	1.325
Altre attività non correnti	3.711	35	3.676
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	25.096	1.395	23.701
Altre passività correnti	1.741	304	1.437
Altre passività non correnti	2.285	26	2.259
30.06.2014			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	28.520	274	28.246
Altre attività correnti	4.033	682	3.351
Altre attività non correnti	3.128	133	2.995
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	21.505	274	21.231
Altre passività correnti	3.451	691	2.760
Altre passività non correnti	2.238	124	2.114

La compensazione di attività e passività finanziarie di €1.089 milioni (€1.725 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda per €815 milioni la compensazione di strumenti finanziari derivati da parte di Eni Trading Shipping SpA (€330 milioni al 31 dicembre 2013), per €154 milioni (€1.084 milioni al 31 dicembre 2013) la compensazione di crediti e debiti del settore Exploration & Production verso Enti di Stato e per €120 milioni (€311 milioni al 31 dicembre 2013) crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc.

Informazioni sulla valutazione al fair value

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 2014 sono classificati: (i) nel livello 1, le "Attività finanziarie quotate destinate al trading", le "Attività finanziarie disponibili per la vendita", le "Rimanenze - Certificati e diritti di emissione", gli "Strumenti finanziari derivati - Future" e le "Altre partecipazioni" valutate al fair value; (ii) nel livello 2, le "Attività finanziarie non quotate destinate al trading", 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 2014 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Gli ammontari relativi alle attività e passività valutate al fair value sono di seguito indicati.

(€ milioni)	Note	31.12.2013		30.06.2014	
		Livello 1	Livello 2	Livello 1	Livello 2
Attività correnti:					
Attività finanziarie quotate destinate al trading	(5)	4.461		4.753	
Attività finanziarie non quotate destinate al trading	(5)		543		267
Attività finanziarie disponibili per la vendita	(6)	235		244	
Rimanenze - Certificati e diritti di emissione	(8)	22		17	
Strumenti finanziari derivati - Future	(9)	64			
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(9)		14		155
Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	(9)		654		2.337
Attività non correnti:					
Altre partecipazioni valutate al fair value	(12)	2.770		2.158	
Altre partecipazioni valutate al fair value destinate alla vendita	(24)		2.131		
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(15)		6		
Strumenti finanziari derivati non di copertura	(15)		256		216
Passività correnti:					
Strumenti finanziari derivati - Future	(19)	12		32	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(19)		213		
Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	(19)		770		2.227
Passività non correnti:					
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(23)		1		
Strumenti finanziari derivati non di copertura	(23)		282		194

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 2013, compresi i nuovi procedimenti; 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

1.1 Contenziosi in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile o amministrativa

(i) **Syndial SpA (già Enichem SpA) - 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.

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 di Appello di Torino, dopo aver chiesto e ottenuto la regolarizzazione della costituzione di Syndial in giudizio, ha disposto la CTU, i cui contenuti, favorevoli a Syndial, sono stati contestati nel merito dall'Avvocatura di Stato. L'udienza di discussione per la precisazione delle conclusioni si è tenuta il 2 maggio 2014. Il Giudice ha fissato termine per il deposito delle memorie conclusionali e per le repliche. La sentenza è prevista per il dicembre 2014.

(ii) **Kashagan.** Il 7 marzo 2014, il Dipartimento Ambiente Regione Atyrau ("ARED") ha avviato una serie di azioni civili nei confronti del consorzio di sviluppo del giacimento Kashagan. Tali procedimenti si riferiscono a emissioni avvenute durante il gas flaring che si è verificato in fase di avvio delle attività di produzione e che avrebbero portato a violazioni delle leggi ambientali e a danni ambientali. L'importo complessivo del claim ammonta a circa 730 milioni di dollari (134 miliardi di Tenge), circa 123 milioni di dollari (22,5 miliardi di Tenge) in quota Eni. Il consorzio del progetto Kashagan contesta le pretese di ARED.

(iii) **Syndial SpA e Versalis SpA - Citazione per presunto danno ambientale causato da smaltimento illecito di rifiuti nel Comune di Melilli (Sicilia).** Nel maggio 2014 è stato notificato a Syndial, Versalis e SMA.RI Srl atto di citazione in giudizio da parte del Comune di Melilli che lamenta un danno ambientale connesso, a suo dire, ad attività di gestione e smaltimento illecito di rifiuti e discarica abusiva da parte delle società citate.

In particolare l'atto inquadra la responsabilità di Syndial e Versalis nel loro ruolo di produttore dei rifiuti e committente in quanto, nell'ambito dei procedimenti penali sorti negli anni 2001/2003 intorno al cd. caso Mare Rosso, sarebbe stata accertata la provenienza di rifiuti pericolosi (in particolare rifiuti con alte concentrazioni di mercurio e traversine ferroviarie dismesse) dai siti industriali di Priolo e Gela. Tali rifiuti sarebbero stati smaltiti illegittimamente presso la discarica della ditta SMA.RI comunque non autorizzata (la discarica si trova a circa 2 km dall'abitato di Melilli).

Il danno viene stimato in €500 milioni ovvero altra somma che sarà definita in giudizio.

La prima udienza di costituzione è fissata il 10 novembre 2014 davanti al Tribunale di Siracusa.

1.2 Interventi della Commissione Europea, dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico e di altre Autorità regolamentari

(i) **Eni SpA - Istruttoria per violazioni in materia di fatturazione clienti gas e luce.** Con la delibera 477/2013/S/com del 31 ottobre 2013, pubblicata il 5 novembre 2013, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (di seguito "AEEG") ha avviato un procedimento istruttorio nei confronti di Eni per asserite violazioni dell'articolo 5 della delibera 229/01 dell'AEEG in materia di periodicità di fatturazione nella vendita di gas ed energia elettrica, nonché ritardi nell'emissione delle fatture di chiusura per clienti che hanno cambiato fornitore. Al termine dell'istruttoria, la cui durata è fissata in 180 giorni dalla notifica del provvedimento di avvio, l'AEEG potrà adottare entro i successivi 90 giorni un provvedimento finale con il quale, nel caso fosse accertata la violazione, potrà irrogare una sanzione amministrativa pecuniaria ai sensi dell'art. 2 comma 20 lett. c) della legge 481/95. Con la delibera 306/2014/S/com, pubblicata il 1° luglio 2014, l'AEEG ha dichiarato ammissibili gli impegni presentati da Eni volti a ottenere una chiusura dell'istruttoria senza accertamento dell'illecito e senza sanzione e ha avviato la fase di market test di 30 giorni nella quale i soggetti terzi interessati potranno inviare le proprie osservazioni. Successivamente, anche sulla base delle osservazioni raccolte, l'AEEG deciderà con apposito provvedimento se approvare e rendere vincolanti gli impegni oppure rigettarli e disporre la prosecuzione dell'istruttoria. La decorrenza dei termini del procedimento è sospesa fino alla pubblicazione da parte dell'AEEG del provvedimento finale di valutazione degli impegni.

2. Indagini della Magistratura

(i) **Presunta corruzione internazionale nell'acquisizione del Blocco OPL 245 in Nigeria - Ente procedente: Pubblico Ministero di Milano.** È pendente presso la Procura della Repubblica di Milano un procedimento penale avente ad oggetto un'ipotesi di corruzione per l'acquisizione nel 2011 del Blocco esplorativo OPL 245 in Nigeria.

In data 2 luglio 2014, la Procura di Milano ha notificato ad Eni SpA "informazione di garanzia" in ordine ad un presunto illecito amministrativo dell'ente ex D.Lgs. 231/01, per ipotesi di corruzione internazionale.

Dall'atto emerge che la Procura ha iscritto nel registro degli indagati per la presunta fattispecie corruttiva anche un soggetto terzo ed altri, non esplicitamente indicati nella stessa informazione di garanzia.

Contestualmente, nell'ambito di detto procedimento, è stata notificata alla stessa Eni SpA "richiesta di consegna" ex art. 248 c.p.p., emessa dalla Procura della Repubblica di Milano.

Dalla lettura dell'atto emerge che il procedimento risulta avviato a seguito di un esposto presentato dalla ONG ReCommon e verte su presunte condotte corruttive che, secondo la Procura della Repubblica di Milano, si sarebbero verificate «in correlazione con la stipula del Resolution Agreement 29 aprile 2011 relativo alla cd. "Oil Prospecting Licence" del giacimento offshore individuato nel Blocco 245 in Nigeria».

Eni assicura la massima cooperazione con la magistratura e ha provveduto tempestivamente a consegnare la documentazione richiesta.

Inoltre, Eni ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema.

Da ultimo, l'Organismo di Vigilanza e il Collegio Sindacale di Eni SpA hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto a uno studio legale internazionale esperto in ambito anticorruzione, affinché, previa informativa all'Autorità giudiziaria, sia espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda.

Gli esiti delle verifiche saranno portati a conoscenza delle Autorità giudiziarie competenti, in un'ottica di massima trasparenza e cooperazione.

- (ii) **Eni SpA Divisione R&M - Procedimenti penali accise sui carburanti (Procedimento penale n. 6159/10 RGNR Procura della Repubblica presso il Tribunale di Frosinone e procedimento penale n. 7320/14 RGNR Procura della Repubblica presso il Tribunale di Roma).** Sono pendenti due procedimenti penali aventi ad oggetto la "presunta" evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei carburanti nel mercato della rete. In particolare, la contestazione riguarda la presunta immissione in consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. Un primo procedimento, avviato dalla Procura della Repubblica di Frosinone nei confronti di una società terza (Turrizziani Petroli) acquirente di carburanti da Eni, risulta tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Nell'ambito di tale indagine, estesa poi ad Eni, sono stati acquisiti presso quest'ultima, dati e informazioni riguardanti l'assolvimento delle accise in relazione ai quantitativi di carburante esitati dalle tre basi oggetto d'indagine (Gaeta, Napoli e Livorno). Eni ha fornito la massima collaborazione possibile, consegnando tutta la documentazione chiesta con sollecitudine. In tale occasione si aveva conferma che il procedimento aveva ad oggetto la "presunta" immissione al consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. La Guardia di Finanza di Frosinone, unitamente alla locale Agenzia delle Dogane (ADD) in esito alle indagini espletate ha emesso nel novembre 2013 un Processo Verbale di Constatazione (PVC) per il mancato pagamento dell'accisa negli anni 2007-2012 per un valore di €1,550 milioni. Nel maggio del 2014 l'Agenzia delle Dogane di Roma ha inoltre emesso l'avviso di pagamento relativo al mancato versamento delle accise dedotto nel PVC predisposto dalla GdF e dall'ADD di Frosinone. La società ha prontamente presentato ricorso avverso il predetto avviso innanzi alla Commissione Tributaria. Il secondo procedimento, avviato dalla Procura della Repubblica di Roma, ha ad oggetto sempre la presunta sottrazione di prodotto al pagamento delle accise in relazione alle eccedenze di prodotto allo scarico rispetto ai quantitativi indicati nei documenti fiscali di accompagnamento. Tale procedimento rappresenta uno sviluppo di quello avviato dalla Procura di Frosinone e riguarda fatti sostanzialmente analoghi a quelli oggetto del procedimento di provenienza con tuttavia alcune differenze sia in ordine alla natura dei reati contestati, sia in relazione alle condotte oggetto dell'accertamento. La Procura di Roma ha ipotizzato, infatti, la sussistenza di un'associazione a delinquere finalizzata alla sottrazione sistematica di prodotti petroliferi presso tutte le 22 basi di carico di Eni SpA dislocate sul territorio nazionale. La società sta fornendo all'Autorità Giudiziaria la massima collaborazione con l'intento di chiarire innanzi al nuovo interlocutore le proprie ragioni a sostegno della correttezza del proprio operato. Inoltre, su richiesta della Società, l'Unione Petrolifera ha interpellato l'Agenzia delle Dogane per conoscere il parere della stessa in merito alla correttezza delle modalità operative adottate.

3. Contenziosi fiscali

Italia

- (i) **Libia.** Per il finanziamento dei progetti infrastrutturali previsti dal trattato di amicizia tra Italia e Libia la legge n. 7/2009 ha introdotto un'addizionale IRES applicabile con l'aliquota del 4% all'utile ante imposte nel caso in cui l'incidenza fiscale è inferiore al 19%. Tale imposta è dovuta per gli esercizi dal 2009 al 2028. Nel 2009 Eni ha richiesto il rimborso dell'imposta ai competenti organi giurisdizionali eccependo in particolare un effetto di doppia imposizione sui dividendi infracomunitari in contrasto con la direttiva madre-figlia. Nel dicembre 2013 il Giudice Tributario di secondo grado competente ha riconosciuto il diritto al rimborso di Eni. L'Amministrazione Finanziaria non ha impugnato tale sentenza che quindi è diventata definitiva nel giugno 2014. La sentenza di per sé comporta il diritto al rimborso di una quota dell'imposta relativa all'esercizio 2009 per un importo di circa €76 milioni. Eni sta approfondendo gli effetti della sentenza sui versamenti già effettuati e su quelli futuri: a questo scopo ha formulato una richiesta di interpello alle competenti Autorità Fiscali.

28 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 2013	I semestre 2014
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	59.329	55.736
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	(42)	820
	59.287	56.556

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

(€ milioni)	I semestre 2013	I semestre 2014
Accise	6.337	5.998
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	822	813
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	2.189	2.232
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	968	909
	10.316	9.952

I ricavi delle vendite e prestazioni di €56.556 milioni comprendono ricavi riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per €5.506 milioni di cui, €425 milioni relativi a corrispettivi aggiuntivi in corso di negoziazione (l'importo cumulato dei corrispettivi aggiuntivi al 30 giugno 2014, in relazione allo stato di avanzamento dei progetti, ammonta a €926 milioni).

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività alla nota n. 34 - Informazioni per settore di attività.

I ricavi netti della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 35 - Rapporti con parti correlate.

29 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 2013	I semestre 2014
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	36.082	32.551
Costi per servizi	8.702	8.499
Costi per godimento di beni di terzi	1.703	1.906
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	169	146
Altri oneri	584	462
	47.240	43.564
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(193)	(218)
	47.047	43.346

I costi per servizi comprendono compensi di mediazione riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per €1 milione (€2 milioni nel primo semestre 2013). Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza di €146 milioni (€169 milioni nel primo semestre 2013) riguardano, in particolare, il fondo rischi ambientali per €78 milioni (€55 milioni nel primo semestre 2013) e il fondo rischi contrattuali per €11 milioni (€92 milioni nel primo semestre 2013). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 21 - Fondi per rischi e oneri.

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	I semestre 2013	I semestre 2014
Costo lavoro	2.700	2.832
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(114)	(116)
	2.586	2.716

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 2013.

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 2013		I semestre 2014	
	Controllate	Joint operation	Controllate	Joint operation
Dirigenti	1.452	17	1.467	18
Quadri	13.342	70	13.727	73
Impiegati	38.785	334	40.102	357
Operai	25.649	291	27.848	297
	79.228	712	83.144	745

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 2013	I semestre 2014
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(4)	(12)
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	(6)	415
	(10)	403

I proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dal settore Gas & Power.

I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguardano: (i) gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario (proventi netti per €117 milioni); (ii) gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su merci privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta del rischio commodity (proventi netti per €306 milioni); (iii) gli effetti su strumenti finanziari derivati di copertura fair value hedge per le operazioni di copertura effettuate per la valorizzazione di contratti di acquisto e vendita di greggi con prezzatura futura (oneri netti per €8 milioni).

I costi operativi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 35 - Rapporti con parti correlate.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2013	I semestre 2014
Ammortamenti	4.597	4.814
Svalutazioni	136	381
a dedurre:		
- rivalutazioni	(48)	(3)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(4)	(4)
	4.681	5.188

30 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2013	I semestre 2014
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	3.214	3.361
Oneri finanziari	(3.805)	(3.837)
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading		16
	(591)	(460)
Strumenti finanziari derivati	(19)	(33)
	(610)	(493)

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

(€ milioni)	I semestre 2013	I semestre 2014
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(364)	(377)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(94)	(83)
Interessi attivi verso banche	24	13
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	32	14
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading		16
	(402)	(417)
Differenze attive (passive) di cambio		
Differenze attive di cambio	3.091	3.234
Differenze passive di cambio	(3.180)	(3.220)
	(89)	14
Altri proventi (oneri) finanziari		
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	79	77
Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	25	34
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(132)	(138)
Altri proventi (oneri) finanziari	(72)	(30)
	(100)	(57)
	(591)	(460)

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

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

(€ milioni)	I semestre 2013	I semestre 2014
Strumenti finanziari derivati su valute	(18)	(54)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	30	31
Opzioni	(31)	(10)
	(19)	(33)

Gli oneri netti su strumenti finanziari derivati di €33 milioni (oneri netti di €19 milioni nel primo semestre 2013) 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 attive nette di cambio in quanto gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine periodo 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 €10 milioni riguardano la valutazione al fair value delle opzioni implicite dei prestiti obbligazionari convertibili in azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA (proventi per €12 milioni) e in azioni ordinarie Snam SpA (oneri per €22 milioni). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 20 - 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. 35 - Rapporti con parti correlate.

31 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 2013	I semestre 2014
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	197	156
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(41)	(39)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	5	(6)
	161	111

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 12 - Partecipazioni.

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

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

(€ milioni)	I semestre 2013	I semestre 2014
Dividendi	306	174
Plusvalenze nette da vendite	174	99
Altri proventi (oneri) netti	(9)	237
	471	510

I dividendi di €174 milioni (€306 milioni nel primo semestre 2013) riguardano la Nigeria LNG Ltd per €80 milioni (€199 milioni nel primo semestre 2013), la Snam SpA per €43 milioni (stesso ammontare nel primo semestre 2013) e la Galp Energia SGPS SA per €10 milioni (€23 milioni nel primo semestre 2013).

Le plusvalenze nette da vendite di €99 milioni (€174 milioni nel primo semestre 2013) riguardano per €96 milioni la cessione dell'8,15% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA, di cui €77 milioni relativi al rigiro della riserva patrimoniale da valutazione al fair value (€95 milioni per la cessione dell'8%, di cui €65 milioni relativi al rigiro della riserva patrimoniale da valutazione al fair value nel primo semestre 2013); inoltre, nel primo semestre 2013, per €75 milioni la cessione dell'11,69% del capitale sociale di Snam SpA, di cui €8 milioni relativi al rigiro della riserva patrimoniale da valutazione al fair value. Gli altri proventi netti di €237 milioni (oneri netti di €9 milioni nel primo semestre 2013) comprendono l'adeguamento al prezzo di borsa alla data di riferimento della relazione finanziaria semestrale di 288,7 milioni di azioni Snam SpA per €96 milioni (oneri per €6 milioni nel primo semestre 2013) e di 66,3 milioni di azioni Galp Energia SGPS SA per €97 milioni (oneri per €26 milioni nel primo semestre 2013) per le quali è stata attivata la fair value option perché al servizio di due prestiti obbligazionari convertibili emessi rispettivamente per Snam il 18 gennaio 2013 e per Galp il 30 novembre 2012.

32 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	I semestre 2013	I semestre 2014
Imposte correnti:		
- imprese italiane	279	149
- imprese estere	4.036	3.617
	4.315	3.766
Imposte differite e anticipate nette:		
- imprese italiane	(496)	64
- imprese estere	106	281
	(390)	345
	3.925	4.111

L'incidenza delle imposte sull'utile del periodo prima delle imposte è del 68,2% (73,2% nel primo semestre 2013) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 33,1% (44,5% nel primo semestre 2013) che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana del 27,5% (38,0%²

[2] 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 gli ulteriori incrementi 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. Queste aliquote addizionali non si applicano ad Eni nel primo semestre 2014.

nel primo semestre 2013) (IRES) all'utile prima delle imposte e del 3,5% (3,9% nel primo semestre 2013) (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.

33 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 3.622.797.043 e di 3.614.997.939 rispettivamente nel primo semestre 2013 e 2014.

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 2013 e 2014 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 2013	I semestre 2014
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice e diluito	3.622.797.043	3.614.997.939
Utile netto di competenza Eni	(€ milioni) 1.818	1.961
Utile per azione semplice e diluito	(ammontari in € per azione) 0,50	0,54

34 Informazioni per settore di attività

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività	Utili interni	Totale
I semestre 2013									
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	15.614	17.415	29.683	3.063	5.001	680	48	(27)	
a dedurre: ricavi infrasettori	(8.718)	(637)	(1.579)	(150)	(461)	(622)	(23)		
Ricavi da terzi	6.896	16.778	28.104	2.913	4.540	58	25	(27)	59.287
Risultato operativo	7.435	(531)	(541)	(278)	(476)	(154)	(193)	76	5.338
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	34	(59)	18	7	87	30	61	(9)	169
Ammortamenti e svalutazioni	3.850	198	210	48	356	30	2	(13)	4.681
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	78	57	4	(1)	9	7	7		161
Attività direttamente attribuibili ^(b)	60.600	19.415	15.246	3.311	14.515	1.019	299	(683)	113.722
Attività non direttamente attribuibili									24.165
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.216	996	70	127	184	14	36		3.643
Passività direttamente attribuibili ^(c)	15.769	9.520	6.310	678	5.822	1.475	2.817	(13)	42.378
Passività non direttamente attribuibili									33.792
Investimenti in attività materiali e immateriali	4.893	83	228	111	490	107	5	30	5.947
I semestre 2014									
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	14.802	14.782	28.686	2.804	5.966	671	34	(31)	
a dedurre: ricavi infrasettori	(8.286)	(529)	(1.131)	(124)	(460)	(608)	(20)		
Ricavi da terzi	6.516	14.253	27.555	2.680	5.506	63	14	(31)	56.556
Risultato operativo	6.221	653	(623)	(286)	291	(143)	(145)	(67)	5.901
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	11	(10)	59	(9)	18	61	29	(13)	146
Ammortamenti e svalutazioni	4.261	165	318	56	362	33	5	(12)	5.188
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	57	35	6	(2)	15				111
Attività direttamente attribuibili ^(b)	62.949	15.852	15.089	3.121	14.830	1.051	250	(865)	112.277
Attività non direttamente attribuibili									27.799
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.773	912	73	146	174		34		3.112
Passività direttamente attribuibili ^(c)	16.725	7.812	6.616	651	5.534	1.484	2.684	(79)	41.427
Passività non direttamente attribuibili									37.388
Investimenti in attività materiali e immateriali	4.688	75	229	125	329	46	7	25	5.524

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Le nuove disposizioni dell'IFRS 10 e 11 sono applicate con effetto retroattivo rettificando i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2013 e i dati economici del primo semestre 2013.

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.

35 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, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di

carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte dell'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 2014" 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	31.12.2013			Costi			I semestre 2013			Altri proventi (oneri) diversi operativi
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Imprese a controllo congiunto e collegate										
Agiba Petroleum Co	1	69			55					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	42	16	6.122		3			15		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	78	165			29			71		
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	33						196			
InAgip doo	57	22		2	14					
Karachaganak Petroleum Operating BV	26	220		571	127	7		7		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	55	5			1			4		
Mellitah Oil & Gas BV	7	61		9	65			1		
Petrobrel Belajim Petroleum Co	32	360			275			14		
Petromar Lda	71	7	29		5			30		
PetroSucre SA	57							1		
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	23	1					129			
Unión Fenosa Gas SA	2	1	57		16		16			
Altre ^(*)	123	182	18	4	74	3	101	20	2	
	607	1.109	6.226	586	664	10	442	163	2	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	115	153			254	21		357	2	
Eni BTC Ltd			147							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	62	1	10					1		
Altre ^(*)	14	56	2	2	21		7	1	3	
	191	210	159	2	275	21	7	359	5	
	798	1.319	6.385	588	939	31	449	522	7	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	134	29		3	418		10	65		(1)
Gruppo Snam	337	564	13	48	1.102		385	138		
GSE - Gestore Servizi Energetici	86	135		430		33	186	11	1	
Gruppo Terna	43	58		56	71	9	60	24	1	11
Altre imprese a controllo statale ^(*)	47	70		4	50		28	2		
	647	856	13	541	1.641	42	669	240	2	10
Fondi pensione e fondazioni		2			2	17				
Totale	1.445	2.177	6.398	1.129	2.582	90	1.118	762	9	10

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

(€ milioni)

Denominazione	30.06.2014			I semestre 2014						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) diversi operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Imprese a controllo congiunto e collegate										
Agiba Petroleum Co	1	78			74					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	35	11	6.267					1		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	101	89			68			69		
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	84						113	4	1	
InAgip doo	54	18			27		1	6		
Karachaganak Petroleum Operating BV	99	286		627	130	8		11		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	58	8			1	3		4		
Mellitah Oil & Gas BV	17	35		13	143			4		
Petrobel Belayim Petroleum Co	32	391			274			42		
Petromar Lda	92	7	22		1			31		
South Stream Transport BV								258	1	
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	11						83			
Unión Fenosa Gas SA			57		1	1				
Altre ^(*)	64	43		8	81		52	36	11	
	648	966	6.346	648	800	12	249	466	13	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	98	125			179	6		90	2	
Eni BTC Ltd			148							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	58	1	10					2		
Nigerian Agip CPFA Ltd		52								
Altre ^(*)	17	13	2		5		3			
	173	191	160		184	6	3	92	2	
	821	1.157	6.506	648	984	18	252	558	15	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	150	40			461		80	90		138
Gruppo Snam	194	343	9	14	991	3	178	34	3	9
GSE - Gestore Servizi Energetici	77	113		254		26	63	9	1	
Gruppo Terna	43	61		40	79	3	74	14	9	3
Altre imprese a controllo statale ^(*)	49	61		3	37	1	23			
	513	618	9	311	1.568	33	418	147	13	150
Fondi pensione e fondazioni		2			2	19				
Totale	1.334	1.777	6.515	959	2.554	70	670	705	28	150

(*) 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 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 Belayim 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;
- 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;
- 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;
- la fornitura di gas all'estero alle società EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH e Unión Fenosa Gas Comercializadora SA;
- i rapporti verso InAgip doo si riferiscono alla rideterminazione delle quote di partecipazione in un giacimento minerario situato nell'offshore adriatico;
- la fornitura di servizi di progettazione, di costruzione e di assistenza tecnica alla società KWANDA - Suporte Logistico Lda e Petromar Lda e, limitatamente alla Petromar Lda, le garanzie rilasciate per l'impegno a garantire la buona esecuzione della progettazione e dei lavori;
- le prestazioni di servizi alla società South Stream Transport BV per attività di ingegneria, installazione e costruzione della prima linea del gasdotto sottomarino South Stream;
- 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 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, il gas e il sistema idrico nonché la fornitura di gas 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 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;
- la compravendita di energia elettrica e di certificati verdi con GSE - Gestore Servizi Energetici.

I rapporti verso i fondi pensione e le fondazioni riguardano:

- i costi per contributi versati ai fondi pensione per €19 milioni;
- i contributi erogati alla Fondazione Eni Enrico Mattei per €2 milioni.

Rapporti di natura finanziaria

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

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2013			I semestre 2013	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
CARDÓN IV SA	236				4
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			150		
Matrica SpA	100				
Shatskmorneftegaz Sarl	51				
Société Centrale Electrique du Congo SA	74		5		
Unión Fenosa Gas SA		120			
Altre ^(*)	281	86	15	55	3
	742	206	170	55	7
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre ^(*)	59	57	1		1
	59	57	1		1
Imprese controllate dallo Stato					
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti					3
Altre ^(*)		1			
		1			3
Totale	801	264	171	55	11

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

(€ milioni)

Denominazione	30.06.2014			I semestre 2014	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
CARDÓN IV SA	356				11
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			150		
Matrica SpA	185				5
Société Centrale Electrique du Congo SA	75		5		
Unión Fenosa Gas SA		153			
Altre ^(*)	84	11	15	18	2
	700	164	170	18	18
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre ^(*)	64	85	1		1
	64	85	1		1
Totale	764	249	171	18	19

(*) 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:

- il finanziamento concesso 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;
- le garanzie per affidamenti bancari rilasciati nell'interesse delle società CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due;
- il finanziamento concesso alla società Matrica SpA nell'ambito del progetto "Chimica Verde" di Porto Torres;
- il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo per Unión Fenosa Gas SA.

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)	31.12.2013			30.06.2014		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Crediti commerciali e altri crediti	28.890	1.869	6,47	28.246	1.794	6,35
Altre attività correnti	1.325	15	1,13	3.351	34	1,01
Altre attività finanziarie	858	320	37,30	975	228	23,38
Altre attività non correnti	3.676	42	1,14	2.995	42	1,40
Passività finanziarie a breve termine	2.553	264	10,34	3.238	249	7,69
Debiti commerciali e altri debiti	23.701	2.160	9,11	21.231	1.732	8,16
Altre passività correnti	1.437	17	1,18	2.760	25	0,91
Altre passività non correnti	2.259			2.114	20	0,95

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

(€ milioni)	I semestre 2013			I semestre 2014		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Ricavi della gestione caratteristica	59.287	1.880	3,17	56.556	1.375	2,43
Altri ricavi e proventi	375	9	2,40	192	28	14,58
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	47.047	3.794	8,06	43.346	3.564	8,22
Costo lavoro	2.586	7	0,27	2.716	19	0,70
Altri proventi (oneri) operativi	(10)	10	..	403	150	37,22
Proventi finanziari	3.214	11	0,34	3.361	19	0,57
Oneri finanziari	3.805	55	1,45	3.837	18	0,47

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 2013	I semestre 2014
Ricavi e proventi	1.889	1.403
Costi e oneri	(3.285)	(3.046)
Altri proventi (oneri) operativi	10	150
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	56	(307)
Interessi	11	19
Flusso di cassa netto da attività operativa	(1.319)	(1.781)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(516)	(537)
Variazione debiti/crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(150)	11
Variazione crediti finanziari	1.289	42
Flusso di cassa netto da attività di investimento	623	(484)
Variazione debiti finanziari	49	(17)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	49	(17)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(647)	(2.282)

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

(€ milioni)	I semestre 2013			I semestre 2014		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Flusso di cassa da attività operativa	4.815	(1.319)	..	5.740	(1.781)	..
Flusso di cassa da attività di investimento	(2.681)	623	..	(2.758)	(484)	17,55
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(1.983)	49	..	(1.887)	(17)	0,90

36 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel primo semestre 2013 e 2014 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

37 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel primo semestre 2013 e 2014 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

38 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre.

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

1. I sottoscritti Claudio Descalzi 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 2014, nel corso del primo semestre 2014.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2014 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.
3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 Il bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2014:
 - 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.

30 luglio 2014

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi

Amministratore Delegato

/firma/ Massimo Mondazzi

Massimo Mondazzi

Chief Financial and

Risk Management Officer

Relazione della Società di revisione



Reconta Ernst & Young S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

Tel: +39 06 324751
Fax: +39 06 32475504
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 2014, 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, del semestre dell'anno precedente e lo stato patrimoniale al 1° gennaio 2013. Come illustrato nelle note esplicative, per effetto dell'applicazione retroattiva dell'IFRS 10 e IFRS 11, gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente, al semestre dell'anno precedente ed allo stato patrimoniale al 1° gennaio 2013, che deriva dal bilancio consolidato al 31 dicembre 2012, rispetto ai dati precedentemente presentati, sui quali avevamo emesso le nostre relazioni rispettivamente in data 10 aprile 2014, 2 agosto 2013 e 8 aprile 2013. 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 2014 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, 1 agosto 2014

Reconta Ernst & Young S.p.A.


Massimo Antonelli
(Socio)

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Sede Legale: 00198 Roma - Via Po, 32
Capitale Sociale € 1.402.500,00 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 0043400084
P.IVA 00891231003
Iscritta all'Albo Revisori Contabili al n. 70945 Pubblicata sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Comito al progressivo n. 2 delibera n. 10821 del 30/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Allegati



Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 30 giugno 2014

Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 30 giugno 2014

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 2014, 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, la sede operativa, 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 2014 le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Controllate			Imprese Collegate e Controllate Congiunte			Altre partecipazioni rilevanti ^(a)		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate con il metodo integrale	39	213	252						
Imprese consolidate joint operation				7	8	15			
Partecipazioni di imprese consolidate^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	5	39	44	29	66	95			
Valutate con il metodo del costo	4	7	11	5	34	39	5	25	30
Valutate con il metodo del fair value							1	1	2
	9	46	55	34	100	134	6	26	32
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate		1	1						
Possedute da imprese a controllo congiunto					19	19			
		1	1		19	19			
Totale imprese	48	260	308	41	127	168	6	26	32

[a] Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate, collegate e controllate congiunte 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 2014 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. Le restanti 5 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, della Bouygues Offshore SA, delle attività congolese della Maurel & Prom

e della Burren Energy Plc. Eni controlla inoltre 25 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 2013 sono stati oggetto di revisione contabile da parte della Ernst & Young. Al 30 giugno 2014 Eni detiene inoltre, direttamente o indirettamente, partecipazioni non inferiori al 20% agli utili in 11 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 7 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 legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Eni SpA ^(#)	Roma	Italia	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA Ministero dell'Economia e delle Finanze Eni SpA Altri Soci	25,76 4,34 0,63 69,27

Imprese controllate

Exploration & Production

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	20.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Medio Oriente SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	6.655.992	Eni SpA	100,00		P.N.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambico SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	Timor Est	EUR	6.841.517	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni West Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	10.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Zubair SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Floaters SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.120.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
leoc SpA	San Donato Milanese (MI)	Egitto	EUR	18.331.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Adriatica Idrocarburi SpA	San Giovanni Teatino (CH)	Italia	EUR	14.738.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Ionica Gas SpA	San Giovanni Teatino (CH)	Italia	EUR	11.452.500	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	24.103.200	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.
Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

[*] C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

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

All'estero

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

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(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.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni America Ltd	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV⁽²⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV⁽²⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	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)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni BBI Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni BB Petroleum Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	34.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Bulungan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	Canada	USD	1.453.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	2.210.728	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Cina	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	USD	17.000.000	Eni E&P Holding BV Eni Int. NA NV Sàrl Eni International BV	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Eni Croatia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Croazia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Cyprus Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	2.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Daciòn BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Danimarca	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni do Brasil Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo Ltda (ex Eni Oil do Brasil SA)	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	1.579.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		P.N.
Eni East Sepinggan Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(2) La società 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 legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Engineering E&P Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	40.000.001	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Exploration & Production Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	29.832.777,120	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gabon SA	Libreville (Gabon)	Gabon	XAF	7.400.000.000	Eni International BV Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.
Eni Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	21.412.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd (ex Eni Forties Ltd)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	11.000	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	India	GBP	44.000.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sàrl ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	Regno Unito	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iran	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iraq BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iraq	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Irlanda	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 11-106 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	50.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Kenya BV ⁽²¹⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kenya	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	337.638.724,250	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Liberia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Liberia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd (ex Eni Transportation Ltd)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	5.001.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	80.400.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

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

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

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Mali BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Mali	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Marketing Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Middle East BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	5.000.002	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	220.711.147,500	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Mozambique Engineering Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni Mozambique LNG Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Myanmar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Myanmar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Norge AS	Forus (Norvegia)	Norvegia	NOK	278.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	Algeria	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	Pakistan	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Papalang Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Llc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni PNG Ltd	Port Moresby (Papua Nuova Guinea)	Papua Nuova Guinea	PGK	15.400.274	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Polska spółka z ograniczona odpowiedzialnoscia	Varsavia (Polonia)	Polonia	PLN	4.100.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Popodi Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni RD Congo SA (ex Eni RD Congo SPRL)	Kinshasa (Repubblica Democratica del Congo)	Repubblica Democratica del Congo	CDF	10.000.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

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

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni South Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni South China Sea Ltd Sàrl⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	Cina	USD	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni South Salawati Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Togo BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Togo	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Trinidad and Tobago Ltd	Port Of Spain (Trinidad e Tobago)	Trinidad e Tobago	TTD	1.181.880	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Tunisia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Turkmenistan Ltd⁽⁹⁾ (ex Burren Resources Petroleum Ltd)	Hamilton (Bermuda)	Turkmenistan	USD	20.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	250.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Deep Waters BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ucraina	EUR	20.000	Eni Ukraine Hold. BV	100,00		P.N.
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Llc	Kiev (Ucraina)	Ucraina	UAH	42.004.757,640	Eni Ukraine Hold. BV Eni International BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Eni Ukraine Shallow Waters BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ucraina	EUR	20.000	Eni Ukraine Hold. BV	100,00		P.N.
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	93.215.492,250	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Venezuela	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela E&P Holding SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	300.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,97 0,03		P.N.
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	278.050.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		Co.
Eni Vietnam BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Vietnam	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(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.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Western Asia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	Yemen	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Eurl Eni Algérie	Algeri (Algeria)	Algeria	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sàrl	100,00		P.N.
First Calgary Petroleum LP	Wilmington (USA)	Algeria	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co ULC	99,90 0,10	100,00	C.I.
First Calgary Petroleum Partner Co ULC	Calgary (Canada)	Canada	CAD	10	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	Vadodara (India)	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.
HOEC Bardahl India Ltd	Vadodara (India)	India	INR	5.000.200	Hindus. Oil E. Co Ltd	100,00		P.N.
leoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
leoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Sanga Sanga Ltd⁽⁹⁾	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Liverpool Bay Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	29.075.343	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.262.500	NAOC Ltd Agip En Nat Res. Ltd Nigerian Agip E. Ltd	98,02 0,99 0,99		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
OOO "Eni Energhia"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Tecnomare Egypt Ltd	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	50.000	Tecnomare SpA Soc. Ionica Gas SpA	99,00 1,00		P.N.
Zetah Congo Ltd⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	300	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	2.000	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	54,50 37,00 8,50		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(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 legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
ACAM Clienti SpA	La Spezia	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
ASA Trade SpA	Livorno	Italia	EUR	706.518	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport Services Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	86,50	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Est Più SpA	Gorizia	Italia	EUR	7.100.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Fondo Bombe Metano SpA	Roma	Italia	EUR	13.580.000,200	Eni SpA	100,00		Co.
Trans Tunisian Pipeline Co SpA	San Donato Milanese (MI)	Tunisia	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ⁽¹⁾
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	12.956.935	Eni SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Distrigas LNG Shipping SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	788.579,550	LNG Shipping SpA Eni Gas & Power NV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni G&P France BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Francia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Turchia	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power España SA (in liquidazione)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	2.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Gas & Power France SA	Levallois Perret (Francia)	Francia	EUR	29.937.600	Eni G&P France BV Soci Terzi	99,85 0,15	99,85	C.I.
Eni Gas & Power GmbH	Düsseldorf (Germania)	Germania	EUR	1.025.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power NV	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	413.248.823,140	Eni SpA Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Gas Transport Services SA⁽¹⁰⁾ (in liquidazione)	Lugano (Svizzera)	Svizzera	CHF	100.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Power Generation NV	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	5.161.500	Eni SpA Eni Gas & Power NV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Wind Belgium NV	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	333.000	Eni Gas & Power NV Eni International BV	99,70 0,30	100,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	99.000	Eni International BV Soci Terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi (Tunisia)	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.
Tigáz Gepa Kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	Ungheria	HUF	52.780.000	Tigáz Zrt	100,00		P.N.
Tigáz-Dso Földgázelosztó kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	Ungheria	HUF	62.066.000	Tigáz Zrt	100,00	98,04	C.I.
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Hajdúszoboszló (Ungheria)	Ungheria	HUF	17.000.000.000	Eni SpA Tigáz Zrt Soci Terzi	97,88 ^(a) 0,16 1,96	98,04	C.I.

[*] C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

[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 98,04
Soci Terzi 1,96

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Consorzio AgipGas Sabina (in liquidazione)	Cittaducale (RI)	Italia	EUR	5.160	Eni Rete o&no SpA	100,00		Co.
Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione)	Pomezia (RM)	Italia	EUR	125.507	Eni SpA Soci Terzi	92,66 7,34		P.N.
Consorzio Movimentazioni Petroliere nel Porto di Livorno	Stagno (LI)	Italia	EUR	1.000	Ecofuel SpA Costiero Gas L. SpA Soci Terzi	49,90 11,00 39,10		Co.
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel Centrosud SpA	Roma	Italia	EUR	21.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel Nord SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	9.670.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Rete oil&nonoil SpA	Roma	Italia	EUR	27.480.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping SpA	Roma	Italia	EUR	60.036.650	Eni SpA Eni Gas & Power NV	94,73 5,27	100,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	15.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

All'estero

Agip Lubricantes SA (in liquidazione)	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	1.500.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	97,00 3,00		P.N.
Eni Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	78.500.000	Eni International BV Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Eni Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Česká Republika Sro	Praga (Repubblica Ceca)	Repubblica Ceca	CZK	359.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Eni Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	Germania	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	100,00	C.I.
Eni Ecuador SA⁽¹⁰⁾	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	103.142,080	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Eni France Sàrl	Lione (Francia)	Francia	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hungaria Zrt	Budaörs (Ungheria)	Ungheria	HUF	15.441.600.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iberia SLU	Alcobendas (Spagna)	Spagna	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Lubricants Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	EUR	5.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	19.621.665,230	Eni Mineralöhl. GmbH Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Mineralölhandel GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	34.156.232,060	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

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

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni Romania Srl	Bucarest (Romania)	Romania	RON	23.876.310	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,00 1,00	100,00	C.I.
Eni Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	Germania	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Slovenija doo	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	3.795.528,290	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Slovensko Spol Sro	Bratislava (Slovacchia)	Slovacchia	EUR	36.845.251	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Eni Suisse SA⁽¹⁰⁾	Losanna (Svizzera)	Svizzera	CHF	102.500.000	Eni International BV Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	3.720.000	Ets SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	New Castle (USA)	USA	USD	36.000.000	Ets SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Esacontrol SA⁽¹⁰⁾	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA⁽¹⁰⁾	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Oléoduc du Rhône SA⁽¹⁰⁾	Valais (Svizzera)	Svizzera	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
OOO "Eni-Nefto"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	1.010.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,01 0,99		P.N.
Tecnoesa SA⁽¹⁰⁾	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 (..)		P.N.

[*] C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

[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 legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Versalis SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	1.553.400.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

In Italia

Consorzio Industriale Gas Naturale	San Donato Milanese (MI)	Italia	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.
---	--------------------------	--------	-----	---------	--	--	--	------

All'estero

Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	8.092.160.000	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Versalis International SA	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Eni Chemicals Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	USD	5.000.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Elastomeres France SA (in liquidazione)	Champagner (Francia)	Francia	EUR	13.011.904	Versalis SpA	100,00		P.N.
Versalis Deutschland GmbH⁽¹²⁾ (ex Polimeri Europa GmbH)	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis International SA⁽¹²⁾	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	15.449.173,880	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Dunastyr Zrt Versalis France	59,00 23,71 14,43 2,86	100,00	C.I.
Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi (ex Polimeri Europa Kimya Ürünleri Ticaret Ltd Sirketi)	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	20.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai (India)	India	INR	100.000	Versalis Pacific Trading Soci Terzi	99,99 0,01		P.N.
Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	CNY	1.000.000	Eni Chem. Trad. Co Ltd	100,00	100,00	C.I.
Versalis UK Ltd (ex Polimeri Europa UK Ltd)	Hythe (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	4.004.041	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis France SAS (ex Polimeri Europa France SAS)	Mardyck (Francia)	Francia	EUR	126.115.582,900	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.

[*] C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

[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.

Ingegneria & Costruzioni

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Saipem SpA ^(#)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	441.410.900	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	42,91 ^(a) 0,44 56,65	43,11	C.I.

In Italia

Denuke Scarl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	Saipem SpA Soci Terzi	55,00 45,00	23,71	C.I.
Servizi Energia Italia SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	291.000	Saipem SpA	100,00	43,11	C.I.
Smacemex Scarl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	Saipem SpA Soci Terzi	60,00 40,00	25,87	C.I.
SnamprogettiChiyoda SAS di Saipem SpA	San Donato Milanese (MI)	Algeria	EUR	10.000	Saipem SpA Soci Terzi	99,90 0,10	43,07	C.I.

All'estero

Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	5.494.210	Saipem SpA Snamprog. Netherl. BV	99,00 1,00	43,11	C.I.
Boscongo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	1.597.805.000	Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..)	43,11	C.I.
Construction Saipem Canada Inc	Montréal (Canada)	Canada	CAD	1.000	Saipem Canada Inc	100,00	43,11	C.I.
ER SAI Caspian Contractor Llc	Almaty (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	1.105.930.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00	21,56	C.I.
ER SAI Marine Llc	Almaty (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	1.000.000	ER SAI Caspian Llc	100,00	21,56	C.I.
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	90.760	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Global Petroprojects Services AG⁽¹⁰⁾	Zurigo (Svizzera)	Svizzera	CHF	5.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Moss Maritime AS	Lysaker (Norvegia)	Norvegia	NOK	40.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Moss Maritime Inc	Houston (USA)	USA	USD	145.000	Moss Maritime AS	100,00	43,11	C.I.
North Caspian Service Co Llp	Almaty (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	1.910.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	Perù	PEN	762.729.045	Saipem Intern. BV Snamprog. Netherl. BV	99,99 (..)	43,11	C.I.
Professional Training Center Llc	Karakiyan (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	1.000.000	ER SAI Caspian Llc	100,00	21,56	C.I.

[*] C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

[#] 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 43,11
Soci Terzi 56,89

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
PT Saipem Indonesia	Jakarta Selatan (Indonesia)	Indonesia	USD	152.778.100	Saipem Intern. BV Saipem Asia Sdn Bhd	68,55 31,45	43,11	C.I.
SAGIO Companhia Angolana de Gestão de Instalação Offshore Ltda⁽¹⁰⁾	Luanda (Angola)	Angola	AOA	1.600.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Saigut SA de CV	Delegacion Cuauhtemoc (Messico)	Messico	MXN	90.050.000	Saimexicana SA Saipem Serv. M. SA CV	99,99 (..)	43,11	C.I.
Saimep Limitada	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	10.000.000	Saipem SA Saipem Intern. BV	99,98 0,02	43,11	C.I.
Saimexicana SA de CV	Delegacion Cuauhtemoc (Messico)	Messico	MXN	1.528.188.000	Saipem SA Sofresid SA	99,99 (..)	43,11	C.I.
Saipem America Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	50.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Argentina de Perforaciones, Montajes Y Proyectos Sociedad Anónima, Minera, Industrial, Comercial y Financiera (in liquidazione)	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	1.805.300	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,90 0,10		P.N.
Saipem Asia Sdn Bhd⁽⁹⁾	Kuala Lumpur (Malaysia)	Malaysia	MYR	8.116.500	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd	West Perth (Australia)	Australia	AUD	10.661.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem (Beijing) Technical Services Co Ltd	Pechino (Cina)	Cina	USD	1.750.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Canada Inc	Montréal (Canada)	Canada	CAD	100.100	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Contracting Algeria SpA	Algeri (Algeria)	Algeria	DZD	1.556.435.000	Sofresid SA Saipem SA	99,99 (..)	43,11	C.I.
Saipem Contracting Netherlands BV⁽¹⁸⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	827.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	97,94 2,06	42,23	C.I.
Saipem do Brasil Serviços de Petróleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	698.696.299	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Drilling Co Private Ltd	Mumbai (India)	India	INR	50.273.400	Saipem SA Saipem Intern. BV	50,27 49,73	43,11	C.I.
Saipem Drilling Norway AS	Sola (Norvegia)	Norvegia	NOK	100.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem East Africa Ltd	Kampala (Uganda)	Uganda	UGX	50.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
Saipem India Projects Ltd	Chennai (India)	India	INR	407.000.000	Saipem SA	100,00	43,11	C.I.
Saipem Ingenieria y Construcciones SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	80.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	43,11	C.I.
Saipem Libya Llc - SA.LI.CO. Llc	Tripoli (Libia)	Libia	LYD	10.000.000	Saipem Intern. BV Snamprog. Netherl. BV	60,00 40,00	43,11	C.I.
Saipem Ltd	Kingston Upon Thames - Surrey (Regno Unito)	Regno Unito	EUR	7.500.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Luxembourg SA^{(2) (10)}	Lussemburgo (Lussemburgo)	Lussemburgo	EUR	31.002	Saipem Maritime Sàrl Saipem Portugal Lda	99,99 (..)	43,11	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

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

(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 legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd⁽⁸⁾	Kuala Lumpur (Malaysia)	Malaysia	MYR	1.033.500	Saipem Intern. BV Soci Terzi	41,94 ^(a) 58,06	17,84	C.I.
Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sàrl⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	Lussemburgo	USD	378.000	Saipem SpA	100,00	43,11	C.I.
Saipem Misr for Petroleum Services SAE	Port Said (Egitto)	Egitto	EUR	2.000.000	Saipem Intern. BV ERS BV Saipem Portugal Lda	99,92 0,04 0,04	43,11	C.I.
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	259.200.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	89,41 10,59	38,55	C.I.
Saipem Norge AS	Sola (Norvegia)	Norvegia	NOK	100.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Offshore Norway AS	Sola (Norvegia)	Norvegia	NOK	120.000	Saipem SpA	100,00	43,11	C.I.
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	Canical (Portogallo)	Portogallo	EUR	299.278.738,240	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem SA	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	Francia	EUR	26.488.694,960	Saipem SpA	100,00	43,11	C.I.
Saipem Services México SA de CV	Delegacion Cuauhtemoc (Messico)	Messico	MXN	50.000	Saimexicana SA Saipem America Inc	99,99 [..]	43,11	C.I.
Saipem Services SA (in liquidazione)	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	61.500	Saipem Intern. BV ERS BV	99,98 0,02	43,11	C.I.
Saipem Singapore Pte Ltd⁽⁸⁾	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	28.890.000	Saipem SA	100,00	43,11	C.I.
Saipem UK Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	9.705	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Ukraine Llc	Kiev (Ucraina)	Ucraina	EUR	106.060,610	Saipem Intern. BV Saipem Luxemb. SA	99,00 1,00	43,11	C.I.
Sajer Iraq Co for Petroleum Services Trading General Contracting & Transport Llc	Baghdad (Iraq)	Iraq	IQD	300.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00	25,87	C.I.
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	5.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00	25,87	C.I.
Sigurd Rück AG⁽¹⁰⁾	Zurigo (Svizzera)	Svizzera	CHF	25.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Snamprogetti Engineering & Contracting Co Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	10.000.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	70,00 30,00	30,18	C.I.
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	18.151,200	Saipem Maritime Sàrl	100,00	43,11	C.I.
Snamprogetti Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	9.900	Snamprog. Netherl. BV	100,00	43,11	C.I.
Snamprogetti Lummus Gas Ltd	Sliema (Malta)	Malta	EUR	50.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	99,00 1,00	42,68	C.I.
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	92.117.340	Saipem SpA	100,00	43,11	C.I.
Snamprogetti Romania Srl	Bucarest (Romania)	Romania	RON	5.034.100	Snamprog. Netherl. BV Saipem Intern. BV	99,00 1,00	43,11	C.I.
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc	Al Khobar (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	10.000.000	Saipem Intern. BV Snamprog. Netherl. BV	95,00 5,00	43,11	C.I.
Sofresid Engineering SA	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	Francia	EUR	1.267.142,800	Sofresid SA Soci Terzi	99,99 0,01	43,11	C.I.
Sofresid SA	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	Francia	EUR	8.253.840	Saipem SA Soci Terzi	99,99 [..]	43,11	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Sydney (Australia)	Australia	AUD	13.157.570	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(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

Altre attività

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Syndial SpA - Attività Diversificate	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	409.936.364,070	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.

In Italia

Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	23.519.847,160	Syndial SpA Soci Terzi	99,96 0,04		P.N.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	Italia	EUR	130.000	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.

All'estero

Oleodotto del Reno SA⁽¹⁰⁾	Coira (Svizzera)	Svizzera	CHF	1.550.000	Syndial SpA	100,00		P.N.
---	------------------	----------	-----	-----------	-------------	--------	--	------

[*] C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

[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 legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	Italia	EUR	4.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Adfin SpA	Roma	Italia	EUR	85.537.498,800	Eni SpA Soci Terzi	99,63 0,37	99,63	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Servizi SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	13.427.419,080	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	5.160.000	Eni Adfin SpA Soci Terzi	49,00 51,00	48,82	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	79.817.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

All'estero

Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Finance International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	3.475.036.000	Eni International BV Eni SpA	66,39 33,61	100,00	C.I.
Eni Finance USA Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	15.000.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance Ltd	Dublino (Irlanda)	Irlanda	EUR	100.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

[*] C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Imprese collegate e controllate congiunte

Exploration & Production

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni East Africa SpA ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	20.000.000	Eni SpA Soci Terzi	71,43 28,57	71,43	J.O.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	J.O.

All'estero

Agiba Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Al-Fayrouz Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Angola LNG Ltd ⁽⁶⁾	Hamilton (Bermuda)	Angola	USD	10.433.585.779	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Barentsmorneftegaz Sàrl ^{(†)(10)}	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
CARDÓN IV SA ^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	17.210.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañía Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	100	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		Co.
East Delta Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
East Kanayis Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
El Temsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
EniRepSa Gas Ltd ^(†) (in liquidazione)	Al-Khobar (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	11.250.000	Eni Middle East BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Enstar Petroleum Ltd	Calgary (Canada)	Canada	CAD	0,100	Unimar Llc	100,00		
Fedynskmorneftegaz Sàrl ^{(†)(10)}	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
InAgip doo ^(†)	Zagabria (Croazia)	Croazia	HRK	54.000	Eni Croatia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75		Co.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		P.N.
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	Kuwait	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Llc Astroinvest-Energy	Zinkiv (Ucraina)	Ucraina	UAH	457.860.000	Zagoryanska P BV	100,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(6) Partecipazione non considerata di collegamento ex art. 168 TUIR data la percentuale di possesso inferiore al 20%.

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

(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Lic Industrial Company Gazvydobuvannya	Poltava (Ucraina)	Ucraina	UAH	315.000.000	Pokrovskoe P BV	100,00		
Lic Westgasinvest ^(†)	Lviv (Ucraina)	Ucraina	UAH	2.000.000	Eni Ukraine Hold. BV Soci Terzi	50,01 49,99		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mellitah Oil & Gas BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PetroBicentenario SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	64.000.000	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroJunín SA ^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	1.520.100.000	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	220.300.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Pokrovskoe Petroleum BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	25.715	Eni Ukraine Hold. BV Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
Port Said Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Shatskorneftegaz Sär ^{(†) [10]}	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	44.732.000.000	Eni Congo SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA ^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sodeps - Société de Développement et d'Exploitation du Permis du Sud SA ^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Tapco Petrol Boru Hatti Sanayi ve Ticaret AS ^(†)	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	7.500.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Tecinco Engineering Contractors LLP ^(†)	Aksai (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	29.478.455	Tecnomare SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Thekah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Unimar Lic ^(†)	Houston (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni America Ltd Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
United Gas Derivatives Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	USD	285.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
VIC CBM Ltd ^(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	1.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd ^(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	631.640	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co Lic	Wilmington (USA)	Indonesia	USD	10	Unimar Lic	100,00		
Virginia International Co Lic	Wilmington (USA)	Indonesia	USD	10	Unimar Lic	100,00		
West Ashrafi Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Zagoryanska Petroleum BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	18.000	Eni Ukraine Hold. BV Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Zetah Noumbi Ltd ⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	100	Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	37,00 63,00		Co.

[*] C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

[†] L'impresa è a controllo congiunto.

[a] Azioni senza valore nominale.

[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.

Gas & Power

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Mariconsult SpA^(†)	Milano	Italia	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Società EniPower Ferrara Srl^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	170.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	J.O.
Termica Milazzo Srl	Milano	Italia	EUR	23.241.000	EniPower SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Transmed SpA^(†)	Milano	Italia	EUR	240.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

All'estero

Blue Stream Pipeline Co BV^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Distribuidora de Gas Cuyana SA^(†)	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	202.351.288	Eni SpA Inv. Gas Cuyana SA Soci Terzi	6,84 51,00 42,16		Co.
Distribuidora de Gas del Centro SA^(†)	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	160.457.190	Eni SpA Inv. Gas Centro SA Soci Terzi	31,35 51,00 17,65		Co.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	Karlsruhe (Germania)	Germania	EUR	25.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE^(†)	Larissa (Grecia)	Grecia	EUR	78.459.200	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Eteria Parohis AeriouThessalonikis AE^(†)	Ampelokipi - Menemeni (Grecia)	Grecia	EUR	202.850.000	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Gas Directo SA	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	6.716.400	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	60,00 40,00		
Gasifica SA	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	2.000.200	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	90,00 10,00		
Gerecse Gázvezeték Építő és Vagyongazdálkodási Részvénytársaság	Tatabánya (Ungheria)	Ungheria	HUF	609.600.000	Turul G. Rt Soci Terzi	50,15 49,85		
GreenStream BV^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Infraestructuras de Gas SA	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	340.000	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	85,00 15,00		
Inversora de Gas Cuyana SA^(†)	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	60.012.000	Eni SpA Soci Terzi	76,00 24,00		Co.
Inversora de Gas del Centro SA^(†)	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	68.012.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Nueva Electricidad del Gas SA	Siviglia (Spagna)	Spagna	EUR	294.272	U. Fenosa Gas SA	100,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Premium Multiservices SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Sergaz SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
SAMCO Sagl⁽²⁰⁾	Lugano (Svizzera)	Svizzera	CHF	20.000	Eni International BV Transmed. Pip. Co Ltd Soci Terzi	5,00 90,00 5,00		P.N.
South Stream Transport BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	41.198.000	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Spanish Egyptian Gas Co SAE	Damietta (Egitto)	Egitto	USD	375.000.000	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	80,00 20,00		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd⁽¹⁹⁾	St. Helier (Jersey)	Jersey	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Turul Gázvezeték Építő és Vagyonkezelő Részvénytársaság⁽¹⁹⁾	Tatabánya (Ungheria)	Ungheria	HUF	404.000.000	Tigáz Zrt Soci Terzi	58,42 41,58		P.N.
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	2.340.240	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	99,99 [..]		
Unión Fenosa Gas Infrastructures BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	90.000	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Unión Fenosa Gas Exploración y Producción SA	Logroño (Spagna)	Spagna	EUR	1.060.110	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Unión Fenosa Gas SA⁽¹⁹⁾	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

[*] C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

[†] L'impresa 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.

[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.

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Arezzo Gas SpA^(†)	Arezzo	Italia	EUR	394.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo (PR)	Italia	EUR	6.642.928,320	Ecofuel SpA Soci Terzi	34,93 65,07		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	Italia	EUR	102.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Costiero Gas Livorno SpA^(†)	Livorno	Italia	EUR	26.000.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	J.O.
Depositi Costieri Trieste SpA^(†)	Trieste	Italia	EUR	1.560.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Disma SpA	Segrate (MI)	Italia	EUR	2.600.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
PETRA SpA^(†)	Ravenna	Italia	EUR	723.100	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Petrolog Srl^(†)	Genova	Italia	EUR	104.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	J.O.
Petroven Srl^(†)	Genova	Italia	EUR	156.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	68,00 32,00	68,00	J.O.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	Italia	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA^(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
SeaPad SpA^(†)	Genova	Italia	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	Italia	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	Italia	EUR	3.326.900	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Venezia Technologie SpA^(†)	Porto Marghera (VE)	Italia	EUR	150.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH	Schwedt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Area di Servizio City Moesa SA⁽¹⁰⁾	San Vittore (Svizzera)	Svizzera	CHF	1.800.000	City Carbuoroil SA Soci Terzi	58,00 42,00		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH^(†)	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00	20,00	J.O.
Česká Rafinérská AS	Litvinov (Repubblica Ceca)	Repubblica Ceca	CZK	9.348.240.000	Eni International BV Soci Terzi	32,44 67,56		Co.
City Carbuoroil SA^{(†) (10)}	Rivera (Svizzera)	Svizzera	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
ENEOS Italsing Pte Ltd⁽⁸⁾	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
FSH Flughafen Schwechat Hydranten-Gesellschaft OG	Vienna (Austria)	Austria	EUR	9.399.619,870	Eni Marketing A. GmbH Eni Mineralöhl. GmbH Eni Austria GmbH Soci Terzi	14,29 14,29 14,28 57,14		Co.
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	1	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Gilg & Schweiger GmbH^(†) (in liquidazione)	Baierbrunn (Germania)	Germania	EUR	26.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Mediterranéé Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Prague Fuelling Services Sro^(†)	Praga (Repubblica Ceca)	Repubblica Ceca	CZK	39.984.000	Eni Česká R. Sro Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Rosa GmbH	Zirndorf (Germania)	Germania	EUR	2.100.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	24,80 75,20		Co.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA⁽¹⁰⁾	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA^(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	Venezuela	VEF	12.086.744,845	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51 ^(a) 30,07 35,42	50,00	J.O.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH^(†)	Salisburgo (Austria)	Austria	EUR	43.603,700	Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	Germania	EUR	409.034	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa 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 50,00
Soci Terzi 50,00

Versalis

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	Italia	EUR	1.549.060	Versalis SpA Syndial SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
IFM Ferrara ScpA	Ferrara	Italia	EUR	5.270.466	Versalis SpA Syndial SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,74 11,58 10,70 57,98		P.N.
Matrìca SpA^(f)	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	37.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Newco Tech SpA^(f)	Novara	Italia	EUR	200.000	Versalis SpA Genomatica Inc.	88,90 11,10		P.N.
Novamont SpA	Novara	Italia	EUR	13.333.500	Versalis SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Priolo Servizi ScpA	Melilli (SR)	Italia	EUR	25.600.000	Versalis SpA Syndial SpA Soci Terzi	36,50 4,25 59,25		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	Italia	EUR	5.597.400	Versalis SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	42,13 30,37 1,85 25,65		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Porto Marghera (VE)	Italia	EUR	8.751.500	Versalis SpA Syndial SpA Soci Terzi	48,13 38,14 13,73		P.N.

All'estero

Lotte Versalis Elastomers Co Ltd^(f)	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	KRW	60.200.010.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
---	--------------------------	---------------	-----	----------------	----------------------------	----------------	--	------

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(f) L'impresa è a controllo congiunto.

Ingegneria & Costruzioni

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
ASG Scarl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.864	Saipem SpA Soci Terzi	55,41 44,59		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	51.645,690	Saipem SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	51.645,690	Saipem SpA Soci Terzi	50,36 49,64		P.N.
Consorzio F.S.B. (†)	Marghera (VE)	Italia	EUR	15.000	Saipem SpA Soci Terzi	28,00 72,00		Co.
Consorzio Sapro (†)	San Giovanni Teatino (CH)	Italia	EUR	10.329,140	Saipem SpA Soci Terzi	51,00 49,00		Co.
Modena Scarl (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	400.000	Saipem SpA Soci Terzi	59,33 40,67		P.N.
PLNG 9 Snc di Chiyoda Corporation e Servizi Energia Italia SpA (†) (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	Malaysia	EUR	1.000	SEI SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Rodano Consortile Scarl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	250.000	Saipem SpA Soci Terzi	53,57 46,43		P.N.
Rosetti Marino SpA	Ravenna	Italia	EUR	4.000.000	Saipem SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

All'estero

02 PEARL Snc (†)	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	Francia	EUR	1.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00	21,56	J.O.
Barber Moss Ship Management AS (†)	Lysaker (Norvegia)	Norvegia	NOK	1.000.000	Moss Maritime AS Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CCS Netherlands BV (†) (ex CSC Netherlands BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	300.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Charville - Consultores e Serviços Lda (†)	Funchal (Portogallo)	Portogallo	EUR	5.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CMS&A WII (†)	Doha (Qatar)	Qatar	QAR	500.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
CSC Japan Godo Kaisha	Yokohama (Giappone)	Giappone	JPY	3.000.000	CCS Netherlands BV	100,00		
CSC Western Australia Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	30.000	CCS Netherlands BV	100,00		
CSFLNG Netherlands BV (†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	600.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEB	9.667.827.216	Snamprog. Netherl. BV Fertiliz. N. Orien. SA Soci Terzi	20,00 [...] 79,99		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEB	286.549	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd	Victoria Island (Nigeria)	Nigeria	NGN	15.000.000	FPSO Mystras Lda	100,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
FPSO Mystras - Produção de Petróleo Lda^(†)	Funchal (Portogallo)	Portogallo	EUR	50.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd^(†)	Mumbai (India)	India	INR	500.000	Saipem SA Soci Terzi	55,00 45,00		P.N.
KWANDA - Suporte Logistico Lda⁽¹⁷⁾	Luanda (Angola)	Angola	AOA	25.510.204	Saipem SA Soci Terzi	49,00 ^(a) 51,00		P.N.
LNG - Serviços e Gestao de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	Portogallo	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Mangrove Gas Netherlands BV^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	2.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Petromar Lda^{(†) (20)}	Luanda (Angola)	Angola	USD	357.142,850	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
RPCO Enterprises Ltd^(†) (in liquidazione)	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	17.100	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sabella SAS	Quimper (Francia)	Francia	EUR	1.200.000	Sofresid Engine. SA Soci Terzi	35,09 64,91		P.N.
Saidel Ltd^(†)	Victoria Island, Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	236.650.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Saipar Drilling Co BV^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	Dammam (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	40.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Saipon Snc^(†)	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	Francia	EUR	20.000	Saipem SA Soci Terzi	60,00 40,00	25,87	J.O.
Sairus Llc^(†)	Krasnodar (Russia)	Russia	RUB	83.603.800	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée^(†)	Anjra (Marocco)	Marocco	EUR	33.000	Saipem SA Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Southern Gas Constructors Ltd^(†)	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	10.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
SPF - TKP Omifpro Snc^(†)	Parigi (Francia)	Francia	EUR	50.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00	21,56	J.O.
Sud-Soyo Urban Development Lda^{(†) (13)}	Soyo (Angola)	Angola	AOA	20.000.000	Saipem SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Tchad Cameroon Maintenance BV^(†)	Rotterdam (Paesi Bassi)	Camerun	EUR	18.000	Saipem SA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
T.C.P.I. Angola Tecnoprojecto Internacional SA⁽¹⁰⁾	Luanda (Angola)	Angola	AOA	9.000.000	Petromar Lda Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA	Porto Salvo Concelho De Oeiras (Portogallo)	Portogallo	EUR	700.000	Saipem SA Soci Terzi	42,50 57,50		P.N.
TMBYS SAS^(†)	Guyancourt (Francia)	Marocco	EUR	30.000	Saipem SA Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
TSGI Muhendislik Insaat Limited Sirketi^(†)	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	600.000	Saipem Ing y C. SLU Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	Portogallo	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.

[*] C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

[†] L'impresa 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

[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

Altre attività

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Cengio Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Genova	Italia	EUR	120.255,030	Syndial SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FILTENI SpA (in liquidazione)	Ferrandina (MT)	Italia	EUR	4.644.000	Syndial SpA Soci Terzi	59,56 ^(a) 40,44		Co.
Ottana Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Nuoro	Italia	EUR	516.000	Syndial SpA Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Quota di Controllo: Syndial SpA 48,00
Soci Terzi 52,00

Altre Partecipazioni Rilevanti

Exploration & Production

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Consorzio Universitario in Ingegneria per la Qualità e l'Innovazione	Pisa	Italia	EUR	135.000	Eni SpA Soci Terzi	16,67 83,33	Co.

All'estero

Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	100	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	Co.
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	17,00 83,00	Co.
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	Australia	AUD	1.111.019.258	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01	Co.
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50	Co.
Nigeria LNG Ltd	Port Harcourt (Nigeria)	Nigeria	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	10,40 89,60	Co.
Norsea Pipeline Ltd	Woking Surrey (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci Terzi	10,32 89,68	Co.
North Caspian Operating Co BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	Co.
North Caspian Transportation Manager Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	100.010	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	Co.
OPCO - Sociedade Operacional Angola LNG SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	Co.
Petrolera Güiria SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	1.000.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	Co.
Point Fortin LNG Exports Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	Trinidad e Tobago	USD	10.000	Eni T&T Ltd Soci Terzi	17,31 82,69	Co.
SOMG - Sociedade de Operações e Manutenção de Gasodutos SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	Co.
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50	Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Azioni senza valore nominale.

Gas & Power

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40	Co.
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	Germania	EUR	1.533.875,640	Eni International BV Soci Terzi	13,04 86,96	Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Consorzio Obbligatorio degli Oli Usati	Roma	Italia	EUR	36.149	Eni SpA Soci Terzi	14,41 85,59	Co.
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA⁽¹⁴⁾	Roma	Italia	ITL	360.000.000	Eni SpA Soci Terzi	72,48 27,52	Co.

All'estero

BFS Berlin Fuelling Services GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	150.511	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
Compania de Economia Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	Ecuador	USD	3.028.749	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,31 86,69	Co.
Dépot Pétrolier de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196,400	Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19	Co.
Dépot Pétrolier de la Côte d'Azur SAS	Nanterre (Francia)	Francia	EUR	207.500	Eni France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00	Co.
Joint Inspection Group Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0 ^(a)	Eni SpA Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
S.I.P.G. Société Immobilier Pétrolier de Gestion Snc	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
Sistema Integrado de Gestion de Aceites Usados	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	181.427	Eni Iberia SLU Soci Terzi	14,96 85,04	Co.
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	23	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
TAR - Tankanlage Ruemlang AG	Ruemlang (Svizzera)	Svizzera	CHF	3.259.500	Eni Suisse SA Soci Terzi	16,27 83,73	Co.
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	258.309	Eni International BV Soci Terzi	12,00 88,00	Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Azioni senza valore nominale.

(14) La società è sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della Legge n. 95 del 3 aprile 1979.

Corporate e società finanziarie

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Consorzio per l'Innovazione nella Gestione delle Imprese e della Pubblica Amministrazione	Milano	Italia	EUR	150.000	Eni Corporate U.SpA Soci Terzi	10,67 89,33	Co.
Emittenti Titoli SpA	Milano	Italia	EUR	4.264.000	Eni SpA Emittenti Titoli SpA Soci Terzi	10,00 0,78 89,22	Co.
Snam SpA^(#)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.571.187.994	Eni SpA Snam SpA Soci Terzi	8,54 0,09 91,37	F.V.

All'estero

Galp Energia SGPS SA^(#)	Lisbona (Portogallo)	Portogallo	EUR	829.250.635	Eni SpA Soci Terzi	8,00 92,00	F.V.
---	-------------------------	------------	-----	-------------	-----------------------	---------------	------

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

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

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

Imprese consolidate con il metodo integrale

Imprese incluse (n. 3)

ACAM Clienti SpA	La Spezia	Gas & Power	Acquisizione del controllo
Liverpool Bay Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione
Smacemex Scarl	San Donato Milanese	Ingegneria & Costruzioni	Costituzione

Imprese escluse (n. 3)

Eni Mali BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Togo BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Saipem Mediteran Usluge doo (in liquidazione)	Rijeka	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 2013:
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 2013 (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
P.O. Box 30170
College Station, TX 77842-3170
shrrelations@cpushareownerservices.com

Overnight correspondence should be sent to:

BNY Mellon Shareowner Services
211 Quality Circle, Suite 210
College Station, TX 77845

Toll Free numbers for domestic calls: - 1-888-269-2377

Number for International calls: - 201-680-6825

Institutional Investors' contacts for issuances/cancellations of ADRs:

UK: Mark Lewis - Tel. +44 (0) 20 7964 6089;
mark.lewis@bnymellon.com

USA: Kristen Resch Enea - Tel. +1 212 815 2213;
kristen.resch@bnymellon.com

Hong Kong: Herston Powers - Tel. +852 2840 9868;
Herston.Powers@bnymellon.com

Copertina: Inarea - Roma

Impaginazione e supervisione: Korus - Roma

Stampa: Stabilimento Tipografico Ugo Quintily SpA - Roma

Stampato su carta ecologica: Gardapat 13 Kiara - Cartiere del Garda

eni conferma la sua presenza nei principali indici di sostenibilità



eni.com



00157