



Relazione finanziaria semestrale consolidata
al 30 giugno 2012

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

Giuseppe Recchi ⁽²⁾

Amministratore Delegato e Direttore Generale

Paolo Scaroni ⁽³⁾

Amministratori

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

DIRETTORI GENERALI

Divisione Exploration & Production

Claudio Descalzi ⁽⁴⁾

Divisione Gas & Power

Umberto Vergine ⁽⁵⁾

Divisione Refining & Marketing

Angelo Fanelli ⁽⁶⁾

COLLEGIO SINDACALE ⁽¹⁾

Presidente

Ugo Marinelli

Sindaci effettivi

Roberto Ferranti, Paolo Fumagalli, Renato Righetti, Giorgio Silva

Sindaci supplenti

Francesco Bilotti, Maurizio Lauri

MAGISTRATO DELLA CORTE DEI CONTI DELEGATO AL CONTROLLO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DI ENI SpA
Raffaele Squitieri ⁽⁷⁾

Sostituto

Amedeo Federici ⁽⁸⁾

Società di revisione ⁽⁹⁾

Reconta Ernst & Young

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

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

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

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

(4) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 30 luglio 2008, con decorrenza 1° agosto 2008.

(5) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 15 dicembre 2011, con decorrenza 1° gennaio 2012.

(6) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 25 marzo 2010, con decorrenza 6 aprile 2010.

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

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

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



Relazione finanziaria semestrale consolidata
al 30 giugno 2012

Relazione intermedia sulla gestione

Highlight	4
Andamento operativo	
Exploration & Production	7
Gas & Power	14
Refining & Marketing	18
Chimica	21
Ingegneria & Costruzioni	23
Dismissioni	25
Commento ai risultati e altre informazioni	
Commento ai risultati economico-finanziari	26
Conto economico	26
Stato patrimoniale riclassificato	45
Rendiconto finanziario riclassificato	48
Dati pro-forma	54
Fattori di rischio e incertezza	59
Evoluzione prevedibile della gestione	70
Altre informazioni	71
Glossario	73

Bilancio consolidato semestrale abbreviato

Schemi contabili	80
Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato	88
Attestazione del management	129
Relazione della Società di revisione	130

Allegati

Allegati al bilancio consolidato semestrale abbreviato	
Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 30 giugno 2012	132
Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre	168

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, 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.

In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all'andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa di Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l'utile operativo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto del primo semestre non possono essere estrapolati su base annuale.

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

Highlight finanziari

- Nel primo semestre 2012 l'utile operativo e l'utile netto adjusted, quest'ultimo per la quota di competenza degli azionisti Eni, ammontano a 10,37 miliardi e 3,79 miliardi di euro con un aumento rispettivamente del 18,8% e del 4% rispetto al primo semestre 2011. L'incremento riflette la migliorata performance operativa della divisione Exploration & Production, trainata dalla crescita delle produzioni e dal forte apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+11%).
- Il cash flow delle continuing operations di 8,34 miliardi di euro e gli incassi da dismissioni di 0,77 miliardi di euro hanno consentito di coprire i fabbisogni finanziari degli investimenti tecnici (5,65 miliardi di euro) e dei dividendi (2,30 miliardi di euro, di cui 1,88 miliardi di euro relativi al saldo dividendo 2011 di Eni) e di ridurre l'indebitamento finanziario netto di 1,12 miliardi di euro rispetto a fine 2011 a 26,91 miliardi di euro. Tale riduzione tiene conto dell'operazione di rifinanziamento con istituzioni creditizie terze di una parte del debito di Snam verso Eni (1,5 miliardi di euro).
- Al 30 giugno 2012 il leverage è pari a 0,42 in significativa riduzione rispetto al valore di 0,46 al 31 dicembre 2011 per effetto dell'incremento del total equity e dell'operazione di rifinanziamento di Snam di una parte del debito verso Eni per 1,5 miliardi di euro e della sua rappresentazione sintetica in base allo IFRS5. Nel mese di luglio Snam ha proseguito nella sua azione di rifinanziamento del debito verso Eni che al 30 luglio si è ulteriormente ridotto di 1 miliardo di euro.
- Gli investimenti tecnici delle continuing operations di 5,65 miliardi di euro hanno riguardato prevalentemente l'esplorazione e lo sviluppo di giacimenti d'idrocarburi (4,45 miliardi di euro) e l'upgrading della flotta dei mezzi navali di costruzione e perforazione di Saipem (0,55 miliardi di euro).
- Sulla base dei risultati del primo semestre 2012 e delle previsioni per l'intero esercizio, è stata formulata la proposta di acconto dividendo di 0,54 euro per azione (0,52 euro nel 2011) al Consiglio di Amministrazione per la delibera del 20 settembre 2012. L'acconto sarà messo in pagamento a partire dal 27 settembre 2012 con stacco cedola il 24 settembre 2012.

Highlight operativi e di sostenibilità

- La produzione di idrocarburi è stata di 1,661 milioni di boe/giorno in crescita del 4,7% rispetto al primo semestre 2011. La performance è stata sostenuta dalla ripresa delle attività in Libia e dagli avvii/entrata a regime di giacimenti in Australia, Russia ed Egitto. Tali fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla fermata produttiva nel Regno Unito a seguito dell'incidente occorso nel giacimento di Elgin/Franklin (Eni 21,87%), dalla rapida crescita dei fenomeni di furto e sabotaggio registrati in Nigeria e dai declini produttivi.
- In linea con i piani produttivi, nel corso del primo semestre 2012 sono stati avviati il giacimento Marulk (Eni 20%, operatore) nell'offshore norvegese, il giant a gas Samburskoye (Eni 29,4%

in Siberia e il giacimento a gas di Seth (Eni 50%) nell'offshore egiziano. Tali avvii contribuiranno a regime con circa 29 mila/boe giorno al plateau produttivo dell'Eni.

- Proseguono gli straordinari successi della campagna esplorativa nell'offshore del Mozambico. Le scoperte realizzate nel semestre con i pozzi Mamba Nord 1, Mamba Nord Est 1 e 2 nonché Coral 1 hanno consentito di incrementare fino a un massimo di 1.974 miliardi di gas in place il potenziale minerario dell'Area 4 operata (quota Eni 70%).
- Le attività esplorative hanno ottenuto altri successi in Egitto con l'importante scoperta Emry Deep nella licenza Meleiha (Eni 56%) con riserve recuperabili stimate tra i 150 e 250 milioni di barili di olio, in Angola con ritrovamenti nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) e nel Blocco 2 (Eni 20%) nonché nel Golfo del Messico.
- Le vendite di gas naturale sono state di 50,76 miliardi di metri cubi con una riduzione del 4,8% rispetto al primo semestre 2011 a causa della debolezza della domanda che risente della crisi economica e dell'azione della concorrenza. Di particolare rilievo il crollo dei consumi di gas per uso termoelettrico, penalizzato dalla maggiore competitività del carbone e dalla crescita delle fonti rinnovabili.
- L'indice di frequenza infortuni dei dipendenti, pur evidenziando un trend positivo rispetto al dato annuo 2011 (-5,2%), registra un incremento del 9,3% rispetto al dato del primo semestre 2011. L'aspetto comportamentale si conferma come la principale causa di infortunio nel 49,4% dei casi. In tale ambito è stato avviato "eni in safety", il nuovo programma di comunicazione e formazione in tema di sicurezza con l'obiettivo di diffondere la cultura della sicurezza e sostenere i manager nella promozione di comportamenti di eccellenza.

Sviluppi di portafoglio e di sostenibilità

- Nel maggio 2012 sono stati aggiudicati i diritti di esplorazione del blocco East Sepinggan (Eni 100%) dell'estensione di circa 2.900 chilometri quadrati nell'offshore indonesiano nel bacino di Kutei, area particolarmente ricca di idrocarburi, prossima al terminale di liquefazione di Bontang.
- Nel giugno 2012 sono stati definiti gli accordi con la compagnia di Stato russa Rosneft per l'avvio dell'attività esplorativa nelle licenze Fedynsky e Tsentralno-Barentsevsky, nell'offshore russo del Mare di Barents e Zapadno-Cernomorsky nell'offshore russo del Mar Nero. La quota Eni nell'iniziativa è pari al 33,33%.
- Nel luglio 2012 sono stati assegnati dal Governo del Kenya tre contratti di production sharing (quota Eni 100%) relativi a blocchi esplorativi nelle acque profonde e ultraprofonde del Bacino di Lamu per un'estensione di oltre 35.000 chilometri quadrati, segnando l'ingresso della società nel Paese sub-sahariano.
- Nel giugno e luglio 2012 sono stati firmati in Vietnam gli accordi per l'acquisizione con il ruolo di operatore (Eni 50%) di tre blocchi esplorativi offshore situati nei bacini di Song Hong e Phu Khanh

dell'estensione complessiva di circa 21.000 chilometri quadrati. Si stima che i bacini interessati possano contenere circa il 10% delle risorse di idrocarburi del Paese, prevalentemente gas. È programmata un'intensa campagna esplorativa che prevede la perforazione di quattro pozzi. L'operazione è soggetta ad approvazione delle competenti Autorità.

- Nel giugno 2012 è stato firmato un accordo con la compagnia di Stato ucraina e con la società Cadogan Petroleum Plc per l'acquisizione della quota del 50,01% e l'operatorship nella compagnia ucraina LLC WESTGASINVEST che possiede i diritti di sfruttamento relativi a 9 blocchi per l'esplorazione e lo sviluppo di shale gas per un'estensione di circa 3.800 chilometri quadrati.
- Il 28 giugno 2012 le Contracting Companies del Final Production Sharing Agreement (FPSA) di Karachaganak e le Autorità kazakhe hanno finalizzato il settlement agreement di chiusura del contenzioso relativo alla recuperabilità dei costi di sviluppo sostenuti dal Consorzio e di alcuni contenziosi fiscali a fronte dell'ingresso nel consorzio della compagnia di Stato KazMunaiGaz alla quale le Contracting Companies cedono pro-quota il 10% del progetto per il corrispettivo netto di 1 miliardo di dollari (325 milioni di dollari in quota Eni). La quota Eni nell'iniziativa scende dal 32,5% al 29,25%.
- Il 2 agosto 2012 Eni ha firmato un accordo con Chevron per l'acquisizione del 25% dei Blocchi LB11, LB12 e LB14 situati nell'offshore della Liberia. Con questa acquisizione Eni entra in Liberia rafforzando la propria presenza lungo l'area del Transform Margin.
- Il 13 febbraio 2012 è stato inaugurato, all'interno dello stabilimento Versalis di Porto Torres, il nuovo Centro Ricerche di Matrice, la joint venture tra Versalis e Novamont per la Chimica Verde. La collaborazione con i diversi soggetti del territorio permetterà di acquisire informazioni sulle colture autoctone e consentirà di sviluppare sinergie sui prodotti della Bioraffineria, quali biolubrificanti, bio-filler e bioplastiche.
- In occasione della Conferenza delle Nazioni Unite sullo Sviluppo Sostenibile tenutasi a Rio de Janeiro, Eni ha risposto all'invito delle Nazioni Unite di prendere impegni volti a conseguire risultati concreti per lo sviluppo sostenibile. Gli impegni registrati

riguardano la riduzione del gas flaring e delle emissioni climateranti favorendo l'accesso all'energia sostenibile, la chimica verde e la lotta alla corruzione.

Dismissioni

- Il 15 giugno 2012 Eni e CDP hanno stipulato il contratto di compravendita avente ad oggetto il trasferimento della partecipazione di controllo del 30% meno una azione del capitale di Snam al prezzo di 3,47 euro per azione pari a complessivi 3.517 milioni di euro in attuazione delle disposizioni di legge in materia di separazione proprietaria di Snam. La partecipazione residua di Eni in Snam è oggetto di dismissione mediante procedure di vendita trasparenti e non discriminatorie rivolte al pubblico dei risparmiatori e degli investitori istituzionali. In tale ambito, il 18 luglio 2012, Eni ha finalizzato la cessione di una quota del 5% del capitale sociale di Snam (178.559.406 azioni ordinarie) attraverso una procedura di accelerated bookbuilding rivolta a investitori professionali.
- Il 29 marzo 2012 Eni e gli altri azionisti di riferimento Amorim Energia e Caixa Geral de Depósitos SA della società portoghese Galp Energia hanno firmato una serie di accordi che, emendando il patto parasociale esistente tra i tre soci, consentono a Eni di avviare il processo di dismissione della partecipazione del 33,34%. In tale contesto, il 20 luglio 2012 Eni ha concluso con Amorim Energia BV la cessione del 5% del capitale sociale di Galp Energia che determina l'uscita di Eni dal patto parasociale e fa cessare la relazione di collegamento con Galp. Dopo il perfezionamento dell'operazione, Eni possiede in Galp Energia una partecipazione finanziaria del 28,34%.
- L'uscita dai business regolati che si attuerà al closing dell'operazione con CDP e la dismissione di Galp consentiranno a Eni di rafforzare in misura rilevante la struttura patrimoniale assicurando l'adeguata flessibilità e risorse finanziarie per sostenere i massicci investimenti di sviluppo delle riserve di idrocarburi pianificati nei prossimi anni.

Per maggiori informazioni si veda il paragrafo "Dismissioni" dell'Andamento operativo.

Principali dati economici e finanziari (*)

Esercizio 2011		(milioni di euro)	Primo semestre	
			2011	2012
107.690	Ricavi della gestione caratteristica - continuing operations		52.526	63.203
16.803	Utile operativo - continuing operations		9.187	9.317
17.230	Utile operativo adjusted - continuing operations ^(a)		8.727	10.371
6.902	Utile netto - continuing operations ^(b)		3.811	3.700
(42)	Utile netto - discontinued operations ^(b)		(10)	144
6.860	Utile netto di Gruppo ^(b)		3.801	3.844
6.938	Utile netto adjusted - continuing operations ^{(a) (b)}		3.640	3.787
13.763	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		8.390	8.340
11.909	Investimenti tecnici - continuing operations		5.958	5.647
142.945	Totale attività a fine periodo		130.679	150.515
60.393	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi a fine periodo		55.704	63.574
28.032	Indebitamento finanziario netto a fine periodo		25.978	26.909
88.425	Capitale investito netto a fine periodo		81.682	90.483
16,01	Prezzo delle azioni a fine periodo	(euro)	16,31	16,78
3.622,7	Numero azioni in circolazione a fine periodo	(milioni)	3.622,6	3.622,7

(*) Per effetto dell'annunciato piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati rilevati come "discontinued operations" e rappresentati in conformità a tale trattamento contabile in tutte le parti della presente relazione.

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

(b) Di competenza Eni.

Principali indicatori reddituali e finanziari (**)

Esercizio 2011			Primo semestre	
			2011	2012
	Utile netto - continuing operations			
1,91	- per azione ^(a)	(euro)	1,05	1,02
5,30	- per ADR ^{(a) (b)}	(USD)	2,95	2,64
	Utile netto adjusted - continuing operations			
1,92	- per azione ^(a)	(euro)	1,00	1,05
5,33	- per ADR ^{(a) (b)}	(USD)	2,81	2,72
0,46	Leverage		0,47	0,42
12,9	Return On Average Equity (ROAE)		7,3	6,5
14,7	Coverage		23,6	15,0
1,1	Current ratio		1,1	1,2
49,1	Debt coverage		32,3	31,0

(**) 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 nel periodo. 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 2011			Primo semestre	
			2011	2012
78.686	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	79.340	79.900
13.185	di cui: - donne		13.055	13.203
45.516	- all'estero		45.790	46.814
18,2	Donne in posizioni manageriali	(%)	17,8	18,4
0,71	Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,61	0,67
0,74	Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,78	0,61
7.295	Oil spill da incidenti	(barili)	6.103	616
6.127	Oil spill da atti di sabotaggio e terrorismo		1.490	5.458
51,10	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	26,23	27,38
191	Costi di ricerca e sviluppo ^(a)	(milioni di euro)	86	82
	Exploration & Production			
1.581	Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.586	1.661
845	- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	846	861
116	- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	116	126
548,5	Produzione venduta	(milioni di boe)	274,8	292,3
	Gas & Power			
96,76	Vendite gas mondo ^(b)	(miliardi di metri cubi)	53,33	50,76
34,68	- in Italia		19,09	18,67
62,08	- internazionali		34,24	32,09
	Refining & Marketing			
31,96	Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	15,77	14,27
11,37	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa		5,54	5,27
2.206	Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	1.079	1.003
	Chimica			
6.245	Produzioni	(migliaia di tonnellate)	3.347	3.114
4.040	Vendite di prodotti petrolchimici		2.170	1.988
65,3	Tasso di utilizzo impianti	(%)	66,0	68,0
	Ingegneria & Costruzioni			
12.505	Ordini acquisiti	(milioni di euro)	6.006	6.303
20.417	Portafoglio ordini a fine periodo		20.490	20.323

(a) Al netto dei costi generali e amministrativi.

(b) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 1,30 miliardi di metri cubi (1,46 e 2,86 miliardi di metri cubi nel semestre e nell'esercizio 2011, rispettivamente).

Exploration & Production

Principali indicatori di performance

Esercizio 2011			Primo semestre	
			2011	2012
0,41	Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,32	0,31
0,41	Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,43	0,40
1,83	Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	3,57	0,80
29.121	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(milioni di euro)	14.252	17.896
15.887	Utile operativo		7.799	9.543
16.075	Utile operativo adjusted		7.953	9.325
6.865	Utile netto adjusted		3.522	3.708
9.435	Investimenti tecnici		4.719	4.455
	Prezzi medi di realizzo ^(b)			
102,11	- Petrolio e condensati	(\$/barile)	101,89	106,53
229,06	- Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	217,45	252,61
72,26	- Idrocarburi	(\$/boe)	71,34	75,49
	Produzione ^(b)			
845	- Petrolio e condensati	(migliaia di barili/giorno)	846	861
116	- Gas naturale	(milioni di metri cubi/giorno)	116	126
1.581	- Idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.586	1.661
10.425	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	10.294	10.729
6.628	<i>di cui: all'estero</i>		6.304	6.919
2.930	Oil spill da incidenti	(barili)	2.281	614
6.127	Oil spill da atti di sabotaggio e terrorismo		1.490	5.458
23,59	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	12,06	14,04
9,55	<i>di cui: da flaring</i>		4,82	4,91

(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 2012 il portafoglio di Eni consiste in 1.091 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzato in 42 Paesi dei cinque continenti per una superficie totale di 287.244 chilometri quadrati in quota Eni: la superficie sviluppata è di 40.799 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 246.445 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel primo semestre 2012 le principali variazioni derivano:

(i) dall'acquisizione di nuovi titoli principalmente in Kenya, Cina e

(ii) Indonesia per una superficie di circa 44.000 chilometri quadrati; dal rilascio di alcune licenze principalmente in Algeria, Brasile, Egitto, Nigeria e Pakistan per circa 10.500 chilometri quadrati. Nel semestre sono stati ultimati 33 nuovi pozzi esplorativi (19 in quota Eni), a fronte dei 31 pozzi (15 in quota Eni) del primo semestre 2011.

Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 41,9% (41,9% in quota Eni).

Principali aree sviluppate e non sviluppate								
	31 dicembre 2011			30 giugno 2012				
	Totale Sup. netta ^(a)	Numero titoli	Sup. lorda ^{(a) (b)} sviluppata	Sup. lorda ^(a) non sviluppata	Totale Sup. lorda ^(a)	Sup. netta ^{(a) (b)} sviluppata	Sup. netta ^(a) non sviluppata	Totale Sup. netta ^(a)
EUROPA	26.023	285	17.241	24.042	41.283	11.163	15.001	26.164
Italia	16.872	151	10.832	10.721	21.553	9.008	7.817	16.825
Resto d'Europa	9.151	134	6.409	13.321	19.730	2.155	7.184	9.339
Croazia	987	2	1.975		1.975	987		987
Norvegia	2.335	51	2.319	6.171	8.490	353	2.324	2.677
Polonia	1.968	3		1.968	1.968		1.968	1.968
Regno Unito	1.014	72	2.065	724	2.789	785	169	954
Ucraina	45	2	50	50	100	30	15	45
Altri Paesi	2.802	4		4.408	4.408		2.708	2.708
AFRICA	137.220	279	66.412	217.577	283.989	19.850	143.524	163.374
Africa Settentrionale	30.532	117	31.781	18.720	50.501	13.876	7.790	21.666
Algeria	9.065	39	2.261	1.315	3.576	815	389	1.204
Egitto	5.898	57	5.109	8.718	13.827	1.836	3.057	4.893
Libia	13.295	10	17.947	8.687	26.634	8.951	4.344	13.295
Tunisia	2.274	11	6.464		6.464	2.274		2.274
Africa Sub-Sahariana	106.688	162	34.631	198.857	233.488	5.974	135.734	141.708
Angola	6.218	71	4.804	20.193	24.997	658	5.560	6.218
Congo	5.020	26	1.835	7.681	9.516	1.027	4.008	5.035
Gabon	7.615	6		7.615	7.615		7.615	7.615
Ghana	1.885	2		5.144	5.144		1.885	1.885
Kenya		3		35.724	35.724		35.724	35.724
Mozambico	9.502	1		12.956	12.956		9.501	9.501
Nigeria	8.491	44	27.992	10.838	38.830	4.289	3.484	7.773
Repubblica Democratica del Congo	263	1		478	478		263	263
Togo	6.192	2		6.192	6.192		6.192	6.192
Altri Paesi	61.502	6		92.036	92.036		61.502	61.502
ASIA	55.284	76	16.933	107.565	124.498	5.701	56.991	62.692
Kazakhstan	880	6	324	4.609	4.933	95	775	870
Resto dell'Asia	54.404	70	16.609	102.956	119.565	5.606	56.216	61.822
Cina	5.365	11	200	10.455	10.655	39	10.455	10.494
India	9.206	13	206	25.364	25.570	109	9.097	9.206
Indonesia	17.719	13	1.735	30.019	31.754	656	19.976	20.632
Iran	820	4	1.456		1.456	820		820
Iraq	352	1	1.074		1.074	352		352
Pakistan	9.289	18	8.236	12.937	21.173	2.400	6.266	8.666
Russia	1.469	4	3.502	1.494	4.996	1.030	439	1.469
Timor Leste	6.740	4		8.087	8.087		6.739	6.739
Turkmenistan	200	1	200		200	200		200
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	10.209	435	5.955	14.782	20.737	3.039	6.395	9.434
Brasile	795	1	1.513		1.513	50		50
Ecuador	1.985	1	1.985		1.985	1.985		1.985
Stati Uniti	5.123	418	1.697	6.808	8.505	840	4.102	4.942
Trinidad e Tobago	66	1	382		382	66		66
Venezuela	914	6	378	2.427	2.805	98	967	1.065
Altri Paesi	1.326	8		5.547	5.547		1.326	1.326
AUSTRALIA E OCEANIA	25.685	16	1.980	49.109	51.089	1.046	24.534	25.580
Australia	25.647	15	1.980	48.344	50.324	1.046	24.496	25.542
Altri Paesi	38	1		765	765		38	38
Totale	254.421	1.091	108.521	413.075	521.596	40.799	246.445	287.244

(a) Chilometri quadrati.

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

Produzione

La produzione di idrocarburi del primo semestre 2012 è stata di 1,661 milioni di boe in crescita del 4,7% rispetto al primo semestre 2011. La performance è stata sostenuta dalla ripresa delle attività in Libia e dagli avvii/regimazioni di nuovi giacimenti in Australia, Russia ed Egitto. Tali fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla fermata produttiva nel Regno Unito a seguito dell'incidente occorso al giacimento di Elgin/Franklin (Eni 21,87%), dalla rapida crescita dei fenomeni di furto e sabotaggio registrati in Nigeria e dai declini produttivi dei giacimenti maturi. La quota di produzione estera è stata dell'89% (89% nel primo semestre 2011).

La produzione di petrolio (861 mila barili/giorno) è aumentata di 15 mila barili/giorno, pari all'1,8%. La performance è stata sostenuta dal ramp-up della produzione libica e dalle regimazioni in Australia,

principalmente il giacimento Kitan (Eni operatore con una quota del 40%). In riduzione la produzione nel Regno Unito e in Nigeria, per i motivi sopra citati.

La produzione di gas naturale (126 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 10 milioni di metri cubi/giorno, pari all'8,6%, per effetto del ramp-up delle produzioni libiche e degli start-up in Russia, a seguito dell'avvio del giacimento Samburgskoye (Eni, 29,4%), e in Egitto. In riduzione la produzione nel Regno Unito e Golfo del Messico, principalmente per effetto di fermate tecniche e declini produttivi.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 292,3 milioni di boe. La differenza di 9,9 milioni di boe rispetto alla produzione di 302,2 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (11,2 milioni di boe).

Produzione di idrocarburi ^(a) ^(b)

Esercizio 2011		(migliaia di boe/giorno)	Primo semestre			
			2011	2012	Var. ass.	Var. %
186	Italia		179	186	7	3,9
216	Resto d'Europa		223	189	(34)	(15,2)
438	Africa Settentrionale		444	568	124	27,9
369	Africa Sub-Sahariana		365	333	(32)	(8,8)
106	Kazakhstan		112	108	(4)	(3,6)
112	Resto dell'Asia		111	119	8	7,2
126	America		127	119	(8)	(6,3)
28	Australia e Oceania		25	39	14	56,0
1.581			1.586	1.661	75	4,7
548,5	Produzione venduta	(milioni di boe)	274,8	292,3	17,5	6,4

Produzione di petrolio e condensati ^(a)

Esercizio 2011		(migliaia di barili/giorno)	Primo semestre			
			2011	2012	Var. ass.	Var. %
64	Italia		59	65	6	10,2
120	Resto d'Europa		123	101	(22)	(17,9)
209	Africa Settentrionale		214	258	44	20,6
278	Africa Sub-Sahariana		275	244	(31)	(11,3)
64	Kazakhstan		68	65	(3)	(4,4)
34	Resto dell'Asia		34	39	5	14,7
65	America		65	67	2	3,1
11	Australia e Oceania		8	22	14	..
845			846	861	15	1,8

Produzione di gas naturale ^(a) ^(b)

Esercizio 2011		(milioni di metri cubi/giorno)	Primo semestre			
			2011	2012	Var. ass.	Var. %
19	Italia		19	19		
15	Resto d'Europa		15	14	(1)	(6,7)
36	Africa Settentrionale		36	49	13	36,1
14	Africa Sub-Sahariana		14	14		
7	Kazakhstan		7	7		
12	Resto dell'Asia		12	12		
10	America		10	8	(2)	(20,0)
3	Australia e Oceania		3	3		
116			116	126	10	8,6

(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 (9,7 e 8,9 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel primo semestre 2012 e 2011, e 9,1 milioni di metri cubi/giorno nel 2011).

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

Italia

Prosegue il programma di sviluppo di Val d'Agri (Eni 60,77%) con il collegamento dell'area di Cerro Falcone all'impianto di trattamento olio, nonché attraverso interventi di sidetrack e ammodernamento delle facility di produzione.

Le altre principali attività hanno riguardato: (i) attività di sidetrack e workover sui campi di Barbara, Brenda, Gela, Naomi & Pandora e Porto Corsini ovest (Eni 100%) per l'ottimizzazione della produzione; (ii) attività di integrazione e upgrading dei sistemi di compressione degli idrocarburi sulle piattaforme produttive del giacimento Barbara e nella centrale del giacimento Hera Lacinia; (iii) in corso la sostituzione della FSO del giacimento Rospo (Eni 38,28%).

Resto d'Europa

Norvegia Nel primo semestre l'attività esplorativa è proseguita con esiti positivi nella licenza PL532 (Eni 30%) nel Mare di Barents con la campagna di appraisal del potenziale minerario della scoperta a olio e gas di Skrugard e con la nuova scoperta del giacimento a olio e gas Havis. Le riserve di olio recuperabili nell'intera licenza PL532 sono stimate in circa 500 milioni di barili al 100%. Ciò consentirà di realizzare un piano di sviluppo congiunto rapido ed efficiente.

È stata inoltre acquisita la licenza esplorativa PL657 (Eni 80%, operatore) nel Mare di Barents. In caso di successo esplorativo l'eventuale sviluppo potrà beneficiare della vicinanza delle facility del giacimento operato di Goliat (Eni 65%) e ridurre significativamente il time-to-market.

Nell'aprile 2012 Eni ha sottoscritto con la società Solveig Gas Norway AS un accordo per la cessione della partecipazione nella Gassled JV (Eni 1,43%), un sistema di gasdotti e di terminal per il trasporto di gas naturale. La completion date è prevista nel quarto trimestre 2012, per un prezzo pari a circa 130 milioni di euro.

Prosegue lo sviluppo del giacimento Goliat nel Mare di Barents. Lo start-up produttivo è atteso nel 2013, con una produzione a regime di circa 100 mila barili/giorno.

Continuano le attività di valorizzazione delle recenti scoperte nei pressi di Asgaard (Eni 14,82%). In particolare prosegue lo sviluppo della scoperta Marulk (Eni 20%, operatore) il cui avvio produttivo è avvenuto ad inizio aprile 2012 con una produzione media attesa nel corso dell'anno di circa 20 mila boe/giorno (4 mila boe/giorno in quota Eni). Le altre attività dell'anno hanno riguardato attività di mantenimento e ottimizzazione della produzione di Ekofisk (Eni 12,39%) attraverso la perforazione di pozzi di infilling, lo sviluppo dell'Area South, l'upgrading delle facility esistenti e l'ottimizzazione della water injection.

Regno Unito Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il giacimento a gas e condensati di Jasmine (Eni 33%) con le attività di costruzione delle piattaforme produttive e di perforazione di sviluppo. Lo start-up produttivo è atteso entro la fine del 2013; (ii) il giacimento a petrolio e gas di Kinnoul (Eni 16,67%). Le attività di perforazione dei pozzi produttivi, con completamento sottomarino, sono terminate. È in corso la costruzione della pipeline di collegamento alle facility

di trattamento di Andrew (Eni 16,21%), di cui è previsto l'upgrading per il trattamento della produzione addizionale. L'avvio produttivo è previsto nel 2013; e (iii) le attività di concept definition per la definizione del piano di sviluppo del giacimento a olio Mariner. La sanction del progetto è attesa entro la fine dell'anno.

Il 25 marzo 2012 si è verificata una fuoriuscita di gas durante lo svolgimento di operazioni di pozzo presso una piattaforma produttiva del giacimento di Elgin/Franklin (Eni 21,87%) localizzato nel Mare del Nord inglese e operato da altra compagnia petrolifera internazionale. Eni ritiene che tale compagnia abbia avviato ed applicato tutte le misure necessarie per gestire l'incidente, con conseguente fermata produttiva del giacimento. La fuoriuscita di gas è stata bloccata e sono attualmente in corso le operazioni di chiusura e abbandono del pozzo. Il riavvio della produzione è atteso nel primo trimestre 2013. Eni continua a monitorare la situazione per valutare possibili passività che potrebbero derivare dall'accaduto.

Africa Settentrionale

Algeria Proseguono le attività sul progetto congiunto MLE e CAFC (Eni 75%). Il progetto MLE prevede la realizzazione di un impianto di trattamento del gas della capacità di 10 milioni di metri cubi/giorno, che tratterà anche il gas prodotto dal giacimento CAFC, e la realizzazione di quattro pipeline di esportazione che saranno collegate al network del Paese. L'avvio produttivo è previsto entro la fine del 2012. Il progetto CAFC prevede la realizzazione di un impianto per il trattamento dell'olio e sfrutterà le sinergie con gli impianti di produzione di MLE. Gli avvisi della produzione del gas e del petrolio del giacimento CAFC sono previsti rispettivamente nel corso dell'anno e nel 2015.

Il progetto congiunto prevede il raggiungimento di un plateau complessivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni) entro il 2016.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato lo sviluppo del progetto El Merk (Eni 10,99%). Il programma di sviluppo prevede la realizzazione di un impianto di trattamento di gas di 18 milioni di metri cubi/giorno e di due treni olio da 65 mila barili/giorno per la produzione di circa 11 mila barili/giorno in quota Eni. Lo start-up è previsto nel 2013.

Egitto L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) con i pozzi di scoperta a olio di BLNE-2 e BMSW-1 in prossimità del giacimento Belayim (Eni 100%); (ii) con i pozzi di scoperta a gas Taurt North-1 e Plio-1C (Eni 50%) nell'offshore Mediterraneo; e (iii) nella development lease di Meleiha (Eni 56%) con la scoperta a olio di Emry Deep.

Le recenti scoperte sono caratterizzate da un rapido time-to-market e in linea con la strategia Eni di focalizzazione su asset convenzionali e sinergici.

Nel corso del primo semestre è stata avviata la produzione del giacimento a gas di Seth trattata dall'impianto onshore di El Gamil, nella concessione offshore di Ras el Barr (Eni 50%). Il plateau produttivo è stimato in 4,8 milioni di metri cubi/giorno (pari a circa 11 mila boe/giorno) in quota Eni.

Africa Sub-Sahariana

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore), con la scoperta a olio di Vandum-

bu 1, primo pozzo di commitment del secondo periodo esplorativo; (ii) nel Blocco 2 (Eni 20%), con la perforazione del pozzo Etele Tampa 7, mineralizzato a gas e condensati.

Nel corso del primo semestre 2012 è stata avviata la produzione del progetto Kizomba satelliti-fase 1, nelle Development Area dell'ex-Blocco 15 (Eni 20%). Il picco produttivo di 100 mila barili/giorno (21 mila in quota Eni) è atteso nel 2013.

Nell'ambito delle attività di riduzione del flaring gas nel Blocco 0 (Eni 9,8%), sono proseguite le attività sul giacimento di Nemba nell'Area B, con completamento atteso nel 2013 e una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%. Le altre attività hanno riguardato l'installazione del secondo treno di compressione sulla piattaforma del giacimento Nemba nell'Area B. Nell'Area A sono proseguite le attività di sviluppo sul giacimento di Mafumeira. Il progetto sanzionato nel corso del primo semestre, prevede l'avvio produttivo nel 2015.

Le attività di sviluppo nelle Development Area dell'ex-Blocco 15 hanno riguardato il proseguimento delle attività di drilling nei campi di Mondo e Saxi/Batuque.

Sono state completate le facility subsea del progetto Gas Gathering, la pipeline che raccoglierà tutto il gas di Kizomba, Mondo e Saxi/Batuque per l'invio all'impianto di liquefazione partecipato A-LNG.

Congo Prosegue lo sviluppo del giacimento di M'Boundi (Eni 83%, operatore) attraverso l'applicazione di avanzate tecniche di recupero assistito Eni e la valorizzazione economica del gas associato nell'ottica dello zero gas flaring atteso entro la fine dell'anno. Inoltre, a partire dal 2009, sono stati finalizzati contratti di lungo termine per la fornitura del gas associato di M'Boundi per alimentare tre facility nell'area di Pointe Noire: (i) l'impianto di potassio, in costruzione, di proprietà della società canadese MAG Industries; (ii) l'esistente impianto di generazione di energia elettrica di Djeno (CED - Centrale Elettrica di Djeno) con una produzione pari a 50 MW; (iii) la nuova centrale di produzione di energia elettrica CEC Centrale Electrique du Congo (Eni 20%) con una produzione di 300 MW. Questi impianti in futuro riceveranno anche gas dalle scoperte offshore nel permesso Marine XII. Nel primo semestre 2012 le forniture di M'Boundi alle centrali elettriche CEC e CED sono state pari a circa 3 milioni di metri cubi/giorno (circa 17 mila boe/giorno in quota Eni). Continuano le attività del progetto RIT relativo alla riabilitazione della linea elettrica di Pointe Noire-Brazzaville, nell'ambito del progetto integrato per la valorizzazione del gas del Paese. Il completamento delle attività è atteso entro la fine dell'anno.

Mozambico Nel 2012 sono stati conseguiti nuovi, importanti successi esplorativi con le recenti scoperte mineralizzate a gas di Mamba Nord Est 1 e 2 nonché Coral 1 nell'Area 4 (Eni 70%, operatore) nel bacino di Rovuma, che fa seguito a quelle di Mamba Sud 1 e Mamba Nord 1. Le scoperte aumentano in misura rilevante il potenziale complessivo dell'Area 4, valutato attualmente in 1.974 miliardi di metri cubi di gas in posto. La scoperta Coral 1 riveste particolare importanza in quanto ha provato un nuovo obiettivo esplorativo indipendente da quelli sinora perforati con i pozzi di Mamba.

Eni ha in programma la perforazione di almeno ulteriori 5 pozzi in strutture adiacenti per completare l'accertamento del potenziale addizionale dell'Area 4.

Nigeria Nel service contract OML 119 è avvenuto lo start-up della Phase 2A, con una produzione di picco di 15 mila barili/giorno.

Nei Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore), proseguono le principali iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny e di flaring down dell'area. Sono in sviluppo: (i) il giacimento a gas di Tuomo al fine di assicurare la fornitura da parte di Eni di 4,8 milioni di metri cubi/giorno di feed gas per vent'anni per l'alimentazione del sesto treno dell'impianto. Lo start-up in early production è atteso nella seconda parte dell'anno; (ii) la flowstation di Ogbainbiri, con completamento atteso entro la fine dell'anno. L'impianto contribuirà a mantenere la fornitura di 8,8 milioni di metri cubi/giorno di gas al quarto e quinto treno.

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

È in sviluppo il giacimento a liquidi e gas Forcados/Yokri (Eni 5%), parte del progetto integrato associated gas gathering per assicurare, attraverso il collegamento all'esistente gas pipeline di Escravos-Lagos, le forniture al mercato domestico. Lo start-up è previsto nel 2013.

Sono proseguite le attività di sviluppo del progetto Abo-Fase 3 nel Blocco OML 125 (Eni 85%, operatore). Lo start-up è atteso entro la fine del 2012.

Kazakhstan

Kashagan Il Consorzio North Caspian Operating Company (NCOC) BV (Eni 16,81%) è focalizzato sul completamento dell'Experimental Program i cui lavori sono in linea con le attività programmate per l'avvio della produzione, tecnicamente conseguibile, entro fine 2012 o nei primi mesi del 2013.

La fase 1 dello sviluppo (Experimental Program) di cui Eni è responsabile, ha l'obiettivo di raggiungere una capacità produttiva iniziale di 150 mila barili/giorno che nei successivi due anni, con l'avvio del secondo treno e degli impianti di compressione per la reiniezione del gas in giacimento, raggiungerà 370 mila barili/giorno. È allo studio un upgrading della capacità produttiva della fase 1 fino a 450 mila barili/giorno mediante lo sviluppo di capacità di compressione per la re-iniezione di gas; la presentazione del progetto alle Autorità è prevista nel 2012. Per la fase 2 sono in corso studi di ottimizzazione dello schema di sviluppo che si prevede verranno completati nel corso del 2012.

Il 23 maggio 2012 i partner del Consorzio e le Autorità kazakhe hanno firmato un Settlement Agreement per la revisione del piano di sviluppo (Amendment 4) contenente l'aggiornamento dei costi, l'update della tempistica del progetto e la chiusura dei contenziosi relativi alla recuperabilità dei costi contrattuali e fiscali. Inoltre, l'agreement ha posto le basi per il raggiungimento dei seguenti accordi: (i) la vendita di una quota di produzione di gas naturale del giacimento sul mercato nazionale kazakho; (ii) il finanziamento da parte dei partner internazionali del Consorzio della quota dei costi di progetto del partner kazakho KMG, eccedenti il precedente budget del piano di sviluppo approvato (Amendment 3).

Karachaganak Il 28 giugno 2012 è stato perfezionato l'accordo tra le Contracting Companies del Final Production Sharing Agreement (FPSA) di Karachaganak e le Autorità kazakhe. Sulla base di quanto definito il 14 dicembre 2011, l'accordo ha sancito la chiusura dei contenziosi relativi al recupero dei costi sostenuti dal Consorzio per lo sviluppo del giacimento e alcune contestazioni fiscali e l'ingresso nel consorzio della compagnia di Stato KazMunaiGaz (KMG). L'ingresso della KMG nel Consorzio è stato perfezionato attraverso la cessione pro-quota da parte delle società del Consorzio del 10% del progetto, per l'incasso netto di 1 miliardo di dollari (325 milioni di dollari in quota Eni; per ulteriori informazioni su questo punto v. il commento ai risultati economico-finanziari, alla voce capitale immobilizzato dello stato patrimoniale). Inoltre, l'accordo prevede il rilascio di capacità nell'oleodotto CPC da parte della KMG a beneficio del Consorzio per l'esportazione di greggio verso il Mar Nero (fino a 2 milioni di tonnellate all'anno di liquidi). Per effetto della cessione, l'interessenza Eni nel progetto scende dal 32,5% al 29,25%.

È attualmente allo studio la fase 3 di sviluppo del giacimento che si propone di ampliare lo sfruttamento del giacimento attraverso la realizzazione, in stadi successivi, di impianti di trattamento gas e di re-iniezione per consentire di incrementare la vendita di gas e la produzione di liquidi. Sono in corso discussioni tecniche e commerciali per la definizione del programma di sviluppo da presentare all'Autorità kazakha.

Resto dell'Asia

Indonesia Nel maggio 2012 Eni si è aggiudicata la licenza esplorativa del Blocco East Sepinggan con una quota del 100%. Il Blocco situato nell'offshore indonesiano nel bacino di Kutei che annovera diverse scoperte esplorative, si trova in prossimità dell'impianto di liquefazione di gas naturale di Bontang. Il commitment esplorativo prevede studi geologici e geofisici, sismica e perforazione di un pozzo nei prossimi tre anni.

Proseguono le attività di sviluppo dei progetti operati Jangkrik (Eni 55%) e Jau (Eni 85%). Le attività offshore del giacimento Jangkrik comprendono la perforazione di pozzi produttori, l'installazione di una Floating Production Unit per il trattamento del gas e dei condensati prodotti nonché la realizzazione delle facility di trasporto per la connessione al network onshore esistente per il collegamento all'impianto di Bontang per il gas; i condensati saranno trasportati agli impianti di trattamento esistenti nell'area. L'avvio produttivo è atteso nel 2016. Il progetto offshore del giacimento Jau prevede la perforazione di pozzi produttori e la connessione alle facility di trattamento per il trasporto onshore via pipeline. Lo start-up è atteso nel 2016.

Nel PSC di Sanga Sanga (Eni 37,8%) relativo al coal bed methane (CBM), continua l'attività di accertamento del potenziale minerario. Sono state avviate le attività di pre-sviluppo che sfrutterà le importanti sinergie con gli impianti di produzione e di trattamento esistenti in Sanga Sanga, compreso l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bontang. Lo start-up è atteso nel 2013.

Sono in corso le attività di sviluppo del progetto Indonesia Deepwater Development (Eni 20%) per assicurare la fornitura di gas all'impianto di Bontang. Il progetto prevede: (i) lo sviluppo integrato dei quattro giacimenti Gendalo, Gandang, Maha e Gehem nel

Kalimatan orientale. La final investment decision (FID) è prevista nel 2014 con first gas nel 2017; (ii) attività di pre-sviluppo della scoperta Bangka, con avvio atteso nel 2015.

Russia Nel giugno 2012 Eni e le Autorità regionali dello Yamal-Nenets hanno firmato un Memorandum d'intesa per la realizzazione congiunta di progetti socio-economici e culturali nella regione. In particolare sono previste iniziative nel campo della formazione nel settore oil&gas, la realizzazione di programmi culturali e di supporto economico. Il Memorandum conferma l'applicazione del modello di cooperazione Eni, con i Paesi detentori delle riserve che integra il business tradizionale dell'esportazione e produzione di idrocarburi con le attività di sostenibilità nel territorio.

Nell'aprile 2012, Eni e Rosneft hanno firmato un accordo di cooperazione strategica per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi nell'offshore russo del Mare di Barents e del Mar Nero. In base all'accordo saranno costituite joint venture (Eni 33,33%) per le attività nelle licenze Fedynsky e Tsentralno-Barentsevsky, nell'offshore del Mare di Barents e Zapadno-Cernomorsky nell'offshore del Mar Nero.

Nel corso del primo semestre 2012 è stata avviata la produzione del giacimento Samburgskoye (Eni 29,4%) nello Yamal-Nenets, in Siberia, con un livello produttivo stimato in circa 43 mila boe/giorno (circa 14 mila boe/giorno in quota Eni). Il picco produttivo di 145 mila boe/giorno (43 mila boe/giorno in quota Eni) è atteso nel 2015. Il gas prodotto sarà venduto a Gazprom sulla base dell'agreement firmato nel settembre 2011, mentre i condensati saranno destinati all'esportazione. Eni manterrà il diritto di riacquisto del gas naturale e di eventuale commercializzazione sul mercato interno.

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

America

Stati Uniti L'attività di delineazione della scoperta a olio di Heidelberg (Eni 12,5%) nell'offshore del Golfo del Messico ha avuto esito positivo, incrementando le risorse recuperabili fino a circa 200 milioni di barili. Sono in corso studi per uno sviluppo in via accelerata del giacimento.

Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente: (i) attività di perforazione di sviluppo sui giacimenti operati di Devils Tower (Eni 75%) e Nikaitchuq (Eni 100%); (ii) attività di ottimizzazione della produzione sui giacimenti Europa (Eni 32%), Popeye (Eni 50%), Thunderhawk (Eni 25%) ed Ooguruk (Eni 30%).

È proseguito lo sviluppo dell'area Alliance (Eni 27,5%), nel bacino di Fort Worth, asset acquisito a seguito dell'accordo con Quicksilver, contenente riserve di shale gas. In particolare sono stati completati ed avviati alla produzione 12 pozzi che consentiranno di raggiungere il plateau produttivo stimato in circa 11 mila boe/giorno in quota Eni entro la fine dell'anno.

Venezuela Sono proseguite le attività progettuali per lo sviluppo del giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni 40%), nella Faja dell'Orinoco, con volumi "in place" certificati di 35 miliardi di barili. La produzione è prevista in avvio entro la fine dell'anno. La pro-

duzione della fase di early production è prevista raggiungere un plateau di 75 mila barili/giorno nel corso del 2015, con un plateau di lungo termine di 240 mila barili/giorno entro il 2018. Il progetto prevede anche la realizzazione di una raffineria con una capacità di circa 350 mila barili/giorno che consentirà di processare anche semilavorati provenienti da altri impianti di PDVSA. L'attività di perforazione è stata avviata nel corso del primo semestre 2012. Eni ha concordato di finanziare la quota PDVSA dei costi di sviluppo per la fase di produzione anticipata fino ad un ammontare pari a 1,5 miliardi di dollari.

Sono in corso di assegnazione i contratti EPC per la realizzazione del progetto sanzionato di Perla, localizzato nel Blocco Cardon IV (Eni 50%), nel Golfo di Venezuela. La prima fase accelerata di sviluppo (early production) prevede la messa in produzione degli attuali pozzi di scoperta/appraisal e l'installazione di piattaforme collegate tramite gasdotto a un impianto di trattamento onshore. Il target produttivo stimato in circa 10 milioni di metri cubi/giorno è atteso nel 2014.

Lo sviluppo del giacimento continuerà con ulteriori due fasi che prevedono la perforazione di pozzi aggiuntivi e l'upgrading delle facilities di trattamento. Il plateau di produzione è stimato in circa 34 milioni di metri cubi/giorno.

Proseguono le attività di produzione nel giacimento di Corocoro (Eni 26%) nel Golfo di Paria. Nel corso del primo semestre è

entrata in funzione la Central Production Facility (CPF), consentendo il raggiungimento del picco produttivo di circa 42 mila barili/giorno (11 mila in quota Eni). Un'ulteriore fase di sviluppo permetterà di raggiungere un livello produttivo di oltre 51 mila barili/giorno.

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (4.455 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (3.568 milioni di euro), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Congo, Kazakhstan, Angola 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 hanno riguardato per il 97% le attività all'estero, in particolare in Mozambico, Ghana, Nigeria, Egitto, Indonesia e Stati Uniti. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area dell'offshore Adriatico, della Val d'Agri e Val Padana.

Esercizio 2011		(milioni di euro)	Primo semestre		
			2011	2012	Var. ass.
778	Italia	362	357	(5)	(1,4)
1.698	Resto d'Europa	699	967	268	38,3
1.570	Africa Settentrionale	838	612	(226)	(27,0)
2.743	Africa Sub-Sahariana	1.602	1.347	(255)	(15,9)
915	Kazakhstan	472	341	(131)	(27,8)
531	Resto dell'Asia	231	311	80	34,6
902	America	429	508	79	18,4
298	Australia e Oceania	86	12	(74)	(86,0)
9.435		4.719	4.455	(264)	(5,6)

Gas & Power

Principali indicatori di performance (*)

Esercizio 2011			Primo semestre	
			2011	2012
2,33	Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	2,05	1,76
8,38	Indice di frequenza infortuni contrattisti		7,61	5,80
33.093	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(milioni di euro)	16.137	19.993
(326)	Utile operativo		41	(642)
(247)	Utile operativo adjusted		21	553
(657)	<i>Mercato</i>		(209)	369
410	<i>Trasporto Internazionale</i>		230	184
252	Utile netto adjusted		188	587
948	EBITDA pro-forma adjusted		504	1.121
257	<i>Mercato</i>		111	856
691	<i>Trasporto internazionale</i>		393	265
192	<i>Investimenti tecnici</i>		68	85
96,76	Vendite gas mondo ^(b)	(miliardi di metri cubi)	53,33	50,76
34,68	- in Italia		19,09	18,67
62,08	- internazionali		34,24	32,09
40,28	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	19,34	21,91
10.907	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.082	10.802
14,75	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	7,63	7,67

(*) Dal primo semestre 2012, a seguito dell'annunciato piano di dismissione dei Business Regolati Italia, i risultati della Divisione G&P includono le attività Mercato e Trasporto Internazionale. I periodi di confronto sono stati oggetto di restatement per omogeneità.

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 1,30 miliardi di metri cubi (1,46 e 2,86 miliardi di metri cubi nel primo semestre e nell'esercizio 2011).

Mercato

Gas naturale

Approvvigionamenti di gas naturale

Esercizio 2011		(miliardi di metri cubi)	Primo semestre			
			2011	2012	Var. ass.	Var. %
7,22	Italia		3,47	3,74	0,27	7,8
21,00	Russia		10,71	8,88	(1,83)	(17,1)
13,94	Algeria (incluso il GNL)		8,87	8,66	(0,21)	(2,4)
2,32	Libia		1,33	3,20	1,87	..
11,02	Paesi Bassi		6,93	7,50	0,57	8,2
12,30	Norvegia		6,59	6,74	0,15	2,3
3,57	Regno Unito		1,73	1,66	(0,07)	(4,0)
0,61	Ungheria		0,30	0,31	0,01	3,3
2,90	Qatar (GNL)		1,50	1,49	(0,01)	(0,7)
6,16	Altri acquisti di gas naturale		3,26	2,97	(0,29)	(8,9)
2,34	Altri acquisti di GNL		1,07	0,97	(0,10)	(9,3)
76,16	Eestero		42,29	42,38	0,09	0,2
83,38	TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		45,76	46,12	0,36	0,8
1,79	Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		1,41	(1,17)	(2,58)	..
(0,21)	Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni		0,13	(0,13)	(0,26)	..
84,96	DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		47,30	44,82	(2,48)	(5,2)
8,94	Disponibilità per la vendita delle società collegate		4,57	4,64	0,07	1,5
2,86	Volumi E&P		1,46	1,30	(0,16)	(11,0)
96,76	TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		53,33	50,76	(2,57)	(4,8)

Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 46,12 miliardi di metri cubi con un incremento rispetto al primo semestre del 2011 di 0,36 miliardi di metri cubi, pari allo 0,8%.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (42,38 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 95% del totale, sono aumentati di 0,09 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2011 (+0,2%), per effetto essenzialmente della ripresa delle forniture dalla Libia attraverso il gasdotto GreenStream (+1,87 miliardi di metri cubi), dei maggiori ritiri dai Paesi Bassi (+0,57 miliardi di metri cubi) e dalla Norvegia (+0,15 miliardi di metri cubi), compensati dalla diminuzione dei volumi approvvigionati dalla Russia (-1,83 miliardi di metri cubi), in particolare di gas destinato al mercato italiano, e dall'Algeria (-0,21 miliardi di metri cubi).

Gli approvvigionamenti in Italia (3,74 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,27 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2011, pari al 7,8%, per effetto delle maggiori disponibilità da produzioni nazionali.

Vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale del primo semestre 2012 sono state di 50,76 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) con una flessione di 2,57 miliardi di metri cubi rispetto al periodo di confronto, pari al 4,8%, che riflette la debolezza della domanda di gas in un quadro congiunturale recessivo e la crescente pressione competitiva.

Vendite di gas per entità					
Esercizio 2011	(miliardi di metri cubi)	Primo semestre			
		2011	2012	Var. ass.	Var. %
84,37	Vendite delle società consolidate	46,92	44,54	(2,38)	(5,1)
34,60	Italia (inclusi autoconsumi)	19,06	18,60	(0,46)	(2,4)
45,16	Resto d'Europa	25,70	23,46	(2,24)	(8,7)
4,61	Extra Europa	2,16	2,48	0,32	14,8
9,53	Vendite delle società collegate (quota Eni)	4,95	4,92	(0,03)	(0,6)
0,08	Italia	0,03	0,07	0,04	..
7,82	Resto d'Europa	4,17	3,98	(0,19)	(4,6)
1,63	Extra Europa	0,75	0,87	0,12	16,0
2,86	E&P in Europa e nel Golfo del Messico	1,46	1,30	(0,16)	(11,0)
96,76	TOTALE VENDITE GAS MONDO	53,33	50,76	(2,57)	(4,8)

Vendite di gas per mercato					
Esercizio 2011	(miliardi di metri cubi)	Primo semestre			
		2011	2012	Var. ass.	Var. %
34,68	ITALIA	19,09	18,67	(0,42)	(2,2)
5,16	Grossisti	3,08	2,47	(0,61)	(19,8)
5,24	PSV e borsa	2,79	3,95	1,16	41,6
7,21	Industriali	3,74	3,51	(0,23)	(6,1)
0,88	PMI e terziario	0,55	0,51	(0,04)	(7,3)
4,31	Termoelettrici	2,34	1,26	(1,08)	(46,2)
5,67	Residenziali	3,41	3,63	0,22	6,5
6,21	Autoconsumi	3,18	3,34	0,16	5,0
62,08	VENDITE INTERNAZIONALI	34,24	32,09	(2,15)	(6,3)
52,98	Resto d'Europa	29,87	27,44	(2,43)	(8,1)
3,24	Importatori in Italia	2,41	1,02	(1,39)	(57,7)
49,74	Mercati europei	27,46	26,42	(1,04)	(3,8)
7,48	Penisola Iberica	3,75	3,68	(0,07)	(1,9)
6,47	Germania/Austria	3,74	4,35	0,61	16,3
11,95	Benelux	7,42	6,04	(1,38)	(18,6)
2,24	Ungheria	1,34	1,24	(0,10)	(7,5)
6,10	UK/Nord Europa	2,93	1,86	(1,07)	(36,5)
6,86	Turchia	3,27	3,75	0,48	14,7
7,01	Francia	4,13	4,55	0,42	10,2
1,63	Altro	0,88	0,95	0,07	8,0
6,24	Mercati extra europei	2,91	3,35	0,44	15,1
2,86	E&P in Europa e nel Golfo del Messico	1,46	1,30	(0,16)	(11,0)
96,76	TOTALE VENDITE GAS MONDO	53,33	50,76	(2,57)	(4,8)

Le vendite in Italia di 18,67 miliardi di metri cubi registrano una diminuzione di 0,42 miliardi di metri cubi, pari al 2,2% dovuta principalmente alla sensibile riduzione dei prelievi del settore termoelettrico [-1,08 miliardi di metri cubi] penalizzato dal debole andamento della domanda elettrica e maggiore competitività del carbone e dalla crescita delle fonti rinnovabili. Altri cali sono stati registrati nei segmenti grossista [-0,61 miliardi di metri cubi] a causa dell'intensificarsi dell'azione della concorrenza, e industriale [-0,23 miliardi di metri cubi]. In aumento i volumi venduti al PSV e borsa [+1,16 miliardi di metri cubi] e i consumi del segmento residenziale per effetto delle più rigide condizioni climatiche [+0,22 miliardi di metri cubi].

Gli importatori in Italia hanno ridotto in misura rilevante i ritiri [-1,39 miliardi di metri cubi, -57,7% a causa della cessazione di alcuni contratti di fornitura] nonostante il rientro delle disponibilità del gas libico.

Le vendite nei mercati europei hanno registrato una flessione di 1,04 miliardi di metri cubi, [-3,8%] riferita in particolare al Benelux [-1,38 miliardi di metri cubi], a causa della pressione competitiva, e ai mercati di UK/Nord Europa [-1,07 miliardi di metri cubi, incluse le vendite all'hub]. In aumento le vendite in Germania/Austria [+0,61 miliardi di metri cubi], Turchia [+0,48 miliardi di metri cubi] e Francia [+0,42 miliardi di metri cubi].

In aumento le vendite nei mercati extra europei [+0,44 miliardi di metri cubi] sostenute dal positivo andamento dell'attività di commercializzazione di GNL in particolare in Giappone e Argentina.

Energia elettrica

Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi, Ferrara, Bolgiano e con impianti fotovoltaici sul territorio nazionale. Nel primo semestre 2012, la produzione di energia elettrica è stata di 13,27 terawattora con un incremento di 0,54 terawattora rispetto al primo semestre 2011, pari al 4,2%, per effetto essenzialmente delle maggiori produzioni presso le centrali di Ferrara e Mantova. Al 30 giugno 2012, la potenza installata in esercizio è di 5,3 gigawatt (5,3 gigawatt al 31 dicembre 2011).

Vendite di energia elettrica

Nel primo semestre 2012, le vendite di energia elettrica (21,91 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (72%), borsa elettrica (16%), siti industriali (8%) e altro (4%).

Le vendite di energia elettrica nel primo semestre 2012 sono in aumento di 2,57 terawattora, pari al 13,3%, per effetto della crescita del portafoglio clienti grazie alle azioni commerciali attuate per fronteggiare la debolezza della domanda elettrica e l'azione della concorrenza. In flessione i volumi scambiati sulla borsa elettrica (-0,64 TWh rispetto al primo semestre 2011).

Esercizio 2011			Primo semestre			
			2011	2012	Var. ass.	Var. %
5.008	Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	2.534	2.640	106	4,2
528	Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	264	253	(11)	(4,2)
25,23	Produzione di energia elettrica	(terawattora)	12,73	13,27	0,54	4,2
14.401	Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	7.092	7.517	425	6,0

Disponibilità di energia elettrica

Esercizio 2011		(terawattora)	Primo semestre			
			2011	2012	Var. ass.	Var. %
25,23	Produzione di energia elettrica		12,73	13,27	0,54	4,2
15,05	Acquisti di energia elettrica ^(a)		6,61	8,64	2,03	30,7
40,28			19,34	21,91	2,57	13,3
26,87	Mercato libero		13,02	15,95	2,93	22,5
8,67	Borsa elettrica		4,11	3,47	(0,64)	(15,6)
3,23	Siti		1,58	1,65	0,07	4,4
1,51	Altro ^(a)		0,63	0,84	0,21	33,3
40,28	Vendite di energia elettrica		19,34	21,91	2,57	13,3

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

Investimenti tecnici

Nel primo semestre 2012 gli investimenti tecnici di 85 milioni di euro hanno riguardato essenzialmente iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione

elettrica (47 milioni di euro) e il proseguimento del programma di potenziamento delle infrastrutture di importazione del gas naturale (7 milioni di euro).

Investimenti tecnici						
Esercizio 2011		(milioni di euro)	Primo semestre			
			2011	2012	Var. ass.	Var. %
184	Mercato		63	78	15	23,8
8	Trasporto Internazionale		5	7	2	40,0
192			68	85	17	25,0

Refining & Marketing

Principali indicatori di performance

Esercizio 2011			Primo semestre	
			2011	2012
2,02	Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,84	0,96
3,21	Indice di frequenza infortuni contrattisti		3,15	2,86
51.219	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(milioni di euro)	24.821	29.501
(273)	Utile operativo		376	(678)
(539)	Utile operativo adjusted		(273)	(370)
(264)	Utile netto adjusted		(164)	(253)
866	Investimenti tecnici		316	290
31,96	Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	15,77	14,27
61	Grado di conversione del sistema	(%)	60	61
767	Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	767	767
11,37	Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	5,54	5,27
6.287	Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	6.256	6.372
2.206	Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	1.079	1.003
1,50	Grado di efficienza della rete	(%)	1,65	1,64
7.591	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	7.665	7.333
7,23	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	3,63	3,09
23,07	Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate SO ₂ eq)	12,08	10,28

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Raffinazione

Disponibilità di prodotti petroliferi

Esercizio 2011		(milioni di tonnellate)	Primo semestre			
			2011	2012	Var. ass.	Var. %
	ITALIA					
22,75	Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		11,22	9,84	(1,38)	(12,3)
(0,49)	Lavorazioni in conto terzi		(0,25)	(0,22)	0,03	12,0
4,74	Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		2,36	2,19	(0,17)	(7,2)
27,00	Lavorazioni in conto proprio		13,33	11,81	(1,52)	(11,4)
(1,55)	Consumi e perdite		(0,78)	(0,66)	0,12	15,4
25,45	Prodotti disponibili da lavorazioni		12,55	11,15	(1,40)	(11,2)
3,22	Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		1,78	2,20	0,42	23,6
(1,77)	Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(1,45)	(1,21)	0,24	16,6
(0,89)	Consumi per produzione di energia elettrica		(0,44)	(0,39)	0,05	11,4
26,01	Prodotti venduti		12,44	11,75	(0,69)	(5,5)
	ESTERO					
4,96	Lavorazioni in conto proprio		2,44	2,46	0,02	0,8
(0,23)	Consumi e perdite		(0,12)	(0,11)	0,01	8,3
4,73	Prodotti disponibili da lavorazioni		2,32	2,35	0,03	1,3
12,51	Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		5,16	7,46	2,30	44,6
1,77	Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		1,45	1,21	(0,24)	(16,6)
19,01	Prodotti venduti		8,93	11,02	2,09	23,4
31,96	Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero		15,77	14,27	(1,50)	(9,5)
6,54	<i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i>		3,35	3,14	(0,21)	(6,3)
45,02	Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero		21,37	22,77	1,40	6,6
32,10	Vendite di greggi		16,47	17,03	0,56	3,4
77,12	TOTALE VENDITE		37,84	39,80	1,96	5,2

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel primo semestre 2012 sono state di 14,27 milioni di tonnellate con una diminuzione del 9,5% rispetto al corrispondente periodo del 2011 (-1,50 milioni di tonnellate). In Italia la flessione dei volumi processati (-11,4%) riflette l'impatto dell'upset sulla raffineria di Sannazzaro e delle fermate programmate, anche al fine di attenuare l'impatto negativo dello scenario, sui siti di Taranto, Venezia (fermata temporaneamente a novembre dello scorso anno e riavviata ad aprile del 2012) e Gela (con la fermata di due linee produttive a partire da giugno 2012).

All'estero le lavorazioni in conto proprio sono sostanzialmente in linea a 2,46 milioni di tonnellate (+0,8%) grazie ai maggiori volumi processati in Germania che hanno compensato la flessione nella Repubblica Ceca per fermata di manutenzione programmata.

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 9,84 milioni di tonnellate, in diminuzione di 1,38 milioni di ton-

nellate (-12,3%) rispetto al primo semestre 2011, determinando un tasso di utilizzo del 69%, in diminuzione rispetto al periodo di confronto coerentemente con l'andamento negativo dello scenario. Il 29,3% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento di 6,3 punti percentuali rispetto al primo semestre 2011 (23%), equivalenti a un minor volume di circa 220 mila tonnellate.

Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel primo semestre 2012 le vendite di prodotti petroliferi (22,77 milioni di tonnellate) sono aumentate di 1,40 milioni di tonnellate rispetto al corrispondente periodo del 2011, pari al 6,6%, per effetto principalmente dei maggiori volumi venduti all'estero a società petrolifere e trader.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero

Esercizio 2011	(milioni di tonnellate)	Primo semestre			
		2011	2012	Var. ass.	Var. %
8,36	Rete	4,08	3,79	(0,29)	(7,1)
9,36	Extrarete	4,41	4,24	(0,17)	(3,9)
1,71	Petrochimica	0,85	0,68	(0,17)	(20,0)
6,58	Altre vendite	3,10	3,04	(0,06)	(1,9)
26,01	Vendite in Italia	12,44	11,75	(0,69)	(5,5)
3,01	Rete resto d'Europa	1,46	1,48	0,02	1,4
3,84	Extrarete resto d'Europa	1,78	1,92	0,14	7,9
0,43	Extrarete mercati extra europei	0,21	0,21		
11,73	Altre vendite	5,48	7,41	1,93	35,2
19,01	Vendite all'estero	8,93	11,02	2,09	23,4
45,02	VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO	21,37	22,77	1,40	6,6

Vendite rete Italia

Nel primo semestre 2012, le vendite sulla rete in Italia (3,79 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al corrispondente periodo del 2011 (circa 290 mila tonnellate, -7,1%) per effetto della contrazione dei consumi di gasolio e benzina, in particolare nel segmento autostradale penalizzato dalla riduzione congiunturale del trasporto merci e dalle campagne promozionali che non coinvolgono il segmento autostradale. La quota di mercato media del primo semestre 2012 è del 30,6% in aumento di 0,3 punti percentuali rispetto al primo semestre 2011 grazie in particolare alle campagne promozionali effettuate ["Iperself h24", "riparti con eni"] e al contributo dei punti vendita acquisiti.

Al 30 giugno 2012 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.750 stazioni di servizio con un incremento di 49 unità rispetto al 31 dicembre 2011 (4.701 stazioni di servizio) per effetto del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (56 unità) e dell'apertura di 5 nuove stazioni di servizio, parzialmente compensati dalla chiusura di impianti a basso erogato (12 unità).

Con riferimento all'iniziativa promozionale "you&eni", il programma di fidelizzazione della base clienti lanciato nel febbraio 2010 con durata quinquennale, le card che nel corso del periodo hanno effettuato almeno una transazione sono, al 30 giugno 2012, circa 6,8 milioni. Le carte mediamente attive in ogni mese sono circa 2,2

milioni. Il volume venduto a clienti che hanno usufruito dell'accumulo punti con le card è stato pari a circa il 35,5% dell'erogato complessivo della rete.

Nel primo semestre 2012 sono state lanciate due nuove iniziative promozionali: (i) "Iperself h24", che prevede durante l'intera giornata l'accesso alle stazioni di servizio in modalità iperself ad un prezzo scontato; (ii) la campagna "riparti con eni", che prevede per dodici week end e su circa 3.000 stazioni di servizio un prezzo unico scontato rispetto al prezzo dei prodotti erogati in modalità "fai da te". L'erogato medio (959 mila litri) è diminuito di circa 109 mila litri rispetto al primo semestre 2011 (1.068 mila litri), in linea con la flessione dei consumi nazionali (-8,6%).

Vendite rete Resto d'Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 1,48 milioni di tonnellate sono in lieve aumento dell'1,4% rispetto al primo semestre 2011 (circa +20 mila tonnellate). Il contributo positivo delle maggiori vendite in Austria (per effetto principalmente delle acquisizioni di impianti e della stipula di nuovi contratti di convenzionamento), in Germania e Svizzera (anche per effetto dello spostamento dei consumi dall'Italia) ha compensato le flessioni registrate nella Repubblica Ceca e in Francia dovute alla contrazione della domanda.

Al 30 giugno 2012 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è co-

stituita da 1.622 stazioni di servizio con un aumento di 36 unità rispetto al 31 dicembre 2011 (1.586 stazioni di servizio) dovuto principalmente alla razionalizzazione dei punti vendita in Austria. In particolare tale incremento riflette: (i) il saldo positivo di 35 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento; (ii) l'acquisto di 25 impianti; (iii) l'apertura di 2 nuovi punti vendita; (iv) la chiusura di 26 impianti a basso erogato.

L'erogato medio (1.133 mila litri) è in aumento di circa 22 mila litri rispetto al primo semestre 2011 (1.111 mila litri).

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia di 4,24 milioni di tonnellate hanno registrato una flessione di circa 170 mila tonnellate, pari al 3,9% per effetto principalmente del calo della domanda dei trasporti e dell'industria a causa della congiuntura sfavorevole e della pressione competitiva con impatti negativi in particolare nel segmento dei bunkeraggi, dei lubrificanti, del jet fuel e degli oli combustibili all'industria. La quota di mercato extrarete media nel primo semestre 2012 è del 29% (27,7% nel corrispondente periodo del 2011).

Le vendite al settore Petrolchimica (0,68 milioni di tonnellate) registrano una flessione di circa 170 mila tonnellate riferibile alle minori forniture di feedstock in relazione alla contrazione della domanda industriale del settore.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 1,92 milioni di tonnellate,

sono aumentate del 7,9% rispetto al primo semestre 2011, per effetto essenzialmente delle maggiori vendite in Svizzera, Repubblica Ceca, Slovenia, Germania e Francia che hanno compensato la flessione principalmente in Ungheria a causa della debolezza della domanda.

Le altre vendite (10,45 milioni di tonnellate) sono aumentate di 1,87 milioni di tonnellate, pari al 21,8% per effetto delle maggiori vendite ad altre società petrolifere.

Investimenti tecnici

Nel primo semestre 2012, gli investimenti tecnici del settore di 290 milioni di euro hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione, supply e di logistica in Italia e all'estero (228 milioni di euro), finalizzati essenzialmente al miglioramento del grado di conversione e della flessibilità degli impianti, in particolare presso la raffineria di Sannazzaro, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) il potenziamento, la ristrutturazione e il rebranding della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (29 milioni di euro) e nel Resto d'Europa (18 milioni di euro).

Complessivamente nel primo semestre 2012 gli investimenti in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 38 milioni di euro.

Esercizio 2011		(milioni di euro)	Primo semestre		
			2011	2012	Var. ass.
629	Raffinazione, supply e logistica	249	228	(21)	(8,4)
228	Marketing	61	47	(14)	(23,0)
9	Altre attività	6	15	9	..
866		316	290	(26)	(8,2)

Principali indicatori di performance

Esercizio 2011			Primo semestre	
			2011	2012
1,47	Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	2,08	0,43
4,60	Indice di frequenza infortuni contrattisti		3,95	1,85
6.491	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(milioni di euro)	3.544	3.241
2.987	<i>Intermedi</i>		1.670	1.510
3.299	<i>Polimeri</i>		1.779	1.629
205	<i>Altri ricavi</i>		95	102
(424)	Utile operativo		(5)	(230)
(273)	Utile operativo adjusted		(42)	(195)
(206)	Utile netto adjusted		(28)	(143)
216	Investimenti tecnici		115	66
6.245	Produzioni	(migliaia di tonnellate)	3.347	3.114
4.040	Vendite di prodotti petrolchimici		2.170	1.988
65,3	Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	66,0	68,0
5.804	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	5.888	5.711
4,12	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	2,23	1,87
3,18	Emissioni SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate SO ₂ eq)	1,70	1,20

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Vendite - produzioni - prezzi

Nel primo semestre 2012 le vendite (1.988 mila tonnellate) sono diminuite di 182 mila tonnellate rispetto al primo semestre 2011 (-8,4%) a causa principalmente della debolezza della domanda che riflette l'impatto negativo della recessione economica in atto nei principali mercati di riferimento.

I prezzi medi unitari sono stati complessivamente stabili (-0,7%) rispetto al semestre 2011, con situazioni differenziate tra i vari business: in aumento elastomeri (+11,5%) e fenolo/derivati (+2,5%), stabili le olefine e in forte flessione il polietilene (-9%) a causa del consistente rallentamento del mercato registrato nel primo semestre 2012.

Le produzioni (3.114 mila tonnellate) hanno registrato un decremento di 233 mila tonnellate rispetto allo stesso periodo dello scorso anno, pari al 7%, con le riduzioni più sensibili negli stirenici e negli elastomeri (-11% e -10%, rispettivamente).

Le principali flessioni produttive si sono registrate presso l'impianto di Porto Torres (-93%) a seguito dell'avvio nel secondo semestre

2011 del progetto Chimica Verde che prevede la riconversione del sito e che ha interrotto la totalità delle produzioni ad eccezione delle gomme nitriliche. In calo, inoltre, le produzioni presso l'impianto di Sarroch (-29%) per la fermata poliennale dello stesso. Tali decrementi sono stati parzialmente compensati dalle maggiori produzioni registrate presso i siti di Porto Marghera e Mantova (+19% e 15%, rispettivamente) che risentivano nel corrispondente periodo dello scorso esercizio di fermate per manutenzione programmata.

All'estero, si segnala l'incremento della produzione presso il sito di Dunkerque (+12%) che nella prima parte del 2011 aveva risentito del difficile avvio della nuova linea swing EVA/LDPE.

La capacità produttiva nominale si è ridotta rispetto a quella dello scorso semestre a seguito della cessione dell'impianto produttivo di Feluy e della fermata degli impianti di Porto Torres, con un tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, che è risultato pari al 68% (66% nel primo semestre 2011).

Esercizio 2011		(migliaia di tonnellate)	Primo semestre			
			2011	2012	Var. ass.	Var. %
4.101	Intermedi	2.207	2.080	(127)	(5,8)	
2.144	Polimeri	1.140	1.034	(106)	(9,3)	
6.245	Produzioni	3.347	3.114	(233)	(7,0)	
(2.631)	Consumi e perdite	(1.339)	(1.325)	14	(1,0)	
426	Acquisti e variazioni rimanenze	162	199	37	22,8	
4.040		2.170	1.988	(182)	(8,4)	

Andamento per business

Intermedi

Nel primo semestre 2012 i ricavi degli intermedi (1.510 milioni di euro) sono diminuiti di 160 milioni di euro rispetto al primo semestre 2011 (-9,6%), a causa della riduzione dei volumi venduti (-6,8%) essenzialmente per la minore disponibilità di olefine (-14,5%) ed aromatici (-9,3%), che in particolare ad inizio anno sono state penalizzate dalla fermata degli impianti di polietilene del polo siciliano per mancanza di redditività. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dalla performance positiva registrata dai derivati, con volumi in aumento (+25%), per maggiore disponibilità di prodotto e ripresa della domanda. Stabili i prezzi medi delle olefine mentre sono risultate in aumento le quotazioni dei fenolo/derivati (+2,5%), come conseguenza della dinamicità del mercato di riferimento.

Le produzioni di intermedi (2.080 mila tonnellate) sono diminuite di 127 mila tonnellate rispetto al primo semestre dello scorso anno (-5,8%) per effetto della riduzione delle produzioni di olefine ed aromatici. Tale trend risente della fermata poliennale programmata di Sarroch e della riduzione della marcia dell'impianto cracker di Priolo che ha marciato di frequente ad una sola linea per limitare il consistente stock di polietilene dovuto al rallentamento della domanda.

Polimeri

Nel primo semestre 2012 i ricavi dei polimeri (1.629 milioni di euro) sono diminuiti di 150 milioni di euro rispetto al 2011 (-8,4%), con prezzi medi unitari in riduzione dell'1,2% e volumi venduti in calo del 10%, a causa del rilevante calo della domanda sui mercati europei

ed extra-europei e dalle aspettative negative dello scenario prezzi. Nel semestre si è registrata una rilevante flessione dei prezzi del polietilene (-9%) per il pesante calo della domanda in tutti i principali business. In riduzione in media dell'1,7% i prezzi degli stirenici a causa del calo dei prezzi del polistirolo compatto. La maggiore fluidità dei prezzi degli elastomeri ha portato ad un incremento medio dell'11,5%, nonostante il forte calo della domanda e delle materie prime nel secondo trimestre 2012.

Le produzioni dei polimeri (1.034 mila tonnellate) sono diminuite di 106 mila tonnellate rispetto al semestre 2011 (-9,3%), in particolare per effetto delle produzioni di elastomeri presso l'impianto di Ravenna e di polietilene presso il polo siciliano a causa dell'alto livello di stock registrato. La riduzione delle produzioni di stirenici (-11%) è invece dovuta alla cessione degli impianti di polistirolo compatto ed espandibile di Feluy (Belgio) a fine 2011.

Investimenti tecnici

Nel primo semestre 2012 gli investimenti tecnici di 66 milioni di euro (115 milioni di euro nel primo semestre 2011) hanno riguardato in particolare: (i) interventi di miglioramento dell'efficienza impiantistica (20 milioni di euro); (ii) interventi di recupero energetico (19 milioni di euro); (iii) interventi di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di legge in tema di salute e sicurezza (14 milioni di euro); (iv) interventi di manutenzione (8 milioni di euro).

Principali indicatori di performance

Esercizio 2011			Primo semestre	
			2011	2012
0,44	Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,33	0,63
0,21	Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,26	0,20
1,82	Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	1,22	1,24
11.834	Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(milioni di euro)	5.705	6.013
1.422	Utile operativo		720	740
1.443	Utile operativo adjusted		720	762
1.098	Utile netto adjusted		536	552
1.090	Investimenti tecnici		551	546
12.505	Ordini acquisiti	(milioni di euro)	6.006	6.303
20.417	Portafoglio ordini a fine periodo		20.490	20.323
38.561	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	38.770	39.801
86,5	Quota dipendenti estero	(%)	87,4	86,1
1,32	Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	0,63	0,67

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Attività del semestre

Tra le principali acquisizioni del primo semestre 2012 si segnalano:

- Il contratto EPCI per conto di INPEX per l'installazione di una condotta sottomarina della lunghezza di 889 chilometri per il collegamento del giacimento offshore di Ichthys con l'impianto di trattamento a terra situato nei pressi di Darwin in Australia. L'impianto avrà la capacità produttiva di 8,4 milioni di tonnellate di GNL e 1,6 milioni di tonnellate di GPL per anno, oltre a circa 100.000 barili di condensati al giorno nella fase di picco.
- Il contratto EPCI per conto di Lukoil per la costruzione di due condotte sottomarine di esportazione che collegheranno il Blocco offshore di Vladimir Filanovsky, nella parte settentrionale del Mar del Caspio, alle valvole di chiusura a terra, situate tra i 10 e 20 chilometri dalla costa, nella Repubblica Russa di Kalmyk. Le attività a mare saranno eseguite principalmente dal pontone posatubi Castoro 12 e dal mezzo di trenching Castoro 16.
- Il contratto EPC per conto di Saudi Aramco e Sumitomo Chemical per il Naphtha and Aromatics Package (RP2) del Progetto Rabigh II, che prevede l'espansione del complesso integrato di impianti petrolchimici e di raffinazione della città di Rabigh situato sulla costa occidentale dell'Arabia Saudita. La suddetta espansione consentirà di trattare ulteriori 30 milioni di piedi cubici standard di etano al giorno e 3 milioni di tonnellate di nafta all'anno rispetto alla capacità produttiva originaria di 20 milioni di tonnellate all'anno di petrolio.
- Il contratto EPCI per conto di Petrobras per la realizzazione del gasdotto Rota della lunghezza di 380 chilometri che collegherà il campo offshore di Lula, nel Santos Basin, all'impianto di trattamento a terra di Cabiúnas nello Stato di Rio de Janeiro in Brasile. Il gasdotto Rota Cabiúnas è il primo sistema a elevata capacità per il trasporto a terra del gas dai nuovi campi Pre-Salt.
- Il contratto EPC per conto dell'Emirato della Provincia della Mecca per la realizzazione di un Sistema di Scarico di Acque Piovane, nell'ambito dello Stormwater Drainage Program - Package 8 che rappresenterà una soluzione di lungo periodo per lo scarico delle acque nel Mar Rosso. Il progetto verrà sviluppato a Jeddah, sulla costa occidentale dell'Arabia Saudita.
- Il contratto T&I per conto di DPS per la realizzazione di una gas export pipeline della lunghezza di circa 350 chilometri in acque profonde da 100 a 2.100 metri nel settore statunitense del Golfo del Messico attraverso l'utilizzo della nave posatubi Castorone.

Gli ordini acquisiti (6.303 milioni di euro) hanno riguardato per il 94% lavori da realizzare all'estero e per il 7% lavori assegnati da imprese di Eni. Il portafoglio ordini al 30 giugno 2012 è di 20.323 milioni di euro (20.417 milioni di euro al 31 dicembre 2011); il 91% riguarda lavori da assegnare all'estero e il 14% lavori assegnati da imprese di Eni.

Ordini acquisiti

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre			
		2011	2012	Var. ass.	Var. %
12.505		6.006	6.303	297	4,9
6.131	Engineering & Construction Offshore	3.262	4.229	967	29,6
5.006	Engineering & Construction Onshore	2.077	1.416	(661)	(31,8)
780	Perforazioni mare	349	405	56	16,0
588	Perforazioni terra	318	253	(65)	(20,4)
	di cui:				
822	- Eni	395	427	32	8,1
11.683	- Terzi	5.611	5.876	265	4,7
	di cui:				
1.116	- Italia	889	352	(537)	(60,4)
11.389	- Estero	5.117	5.951	834	16,3

Portafoglio ordini

31 dicembre 2011	(milioni di euro)	30 giugno			
		2011	2012	Var. ass.	Var. %
20.417		20.490	20.323	(167)	(0,8)
6.600	Engineering & Construction Offshore	6.432	8.311	1.879	29,2
9.604	Engineering & Construction Onshore	9.735	8.005	(1.730)	(17,8)
3.301	Perforazioni mare	3.285	3.197	(88)	(2,7)
912	Perforazioni terra	1.038	810	(228)	(22,0)
	di cui:				
2.883	- Eni	3.149	2.758	(391)	(12,4)
17.534	- Terzi	17.341	17.565	224	1,3
	di cui:				
1.816	- Italia	1.950	1.890	(60)	(3,1)
18.601	- Estero	18.540	18.433	(107)	(0,6)

Investimenti tecnici

Gli investimenti del settore Ingegneria & Costruzioni sostenuti nel primo semestre 2012 di 546 milioni di euro hanno riguardato:

(i) la realizzazione di un nuovo pipelayer, proseguimento dei lavori di fabbricazione di una nuova yard di fabbricazione in Indonesia nonché lavori di mantenimento;

(ii) l'upgrading dello Scarabeo 6 per renderlo idoneo a operare in profondità d'acqua fino a 1.100 metri e il completamento dello Scarabeo 8;

(iii) la realizzazione/potenziamento di strutture operative nel settore perforazioni terra.

Investimenti tecnici

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre			
		2011	2012	Var. ass.	Var. %
400	Engineering & Construction Offshore	219	258	39	17,8
45	Engineering & Construction Onshore	7	14	7	100,0
507	Perforazioni mare	297	199	(98)	(33,0)
121	Perforazioni terra	28	63	35	..
17	Altri investimenti		12	12	..
1.090		551	546	(5)	(0,9)

Cessione Snam

Il 30 maggio 2012 Eni e Cassa Depositi e Prestiti (CDP) hanno fissato i termini principali della cessione del 30% meno un'azione del capitale votante di Snam al prezzo di 3,47 euro per azione per il corrispettivo complessivo di 3.517 milioni di euro. Il contratto di compravendita tra le due controparti è stato stipulato il 15 giugno soggetto a talune condizioni sospensive tra le quali l'ottenimento dell'autorizzazione antitrust, con il closing che potrà essere realizzato a partire dal 15 ottobre prossimo. Il closing della transazione determinerà la perdita del controllo di Eni su Snam.

Il corrispettivo dell'operazione sarà pagato da CDP in tre tranches:

- (i) prima tranche pari a 1,759 miliardi di euro da pagarsi alla Data del Closing;
- (ii) seconda tranche pari a 879 milioni di euro da pagarsi entro il 31 dicembre 2012; e
- (iii) terza tranche, a saldo del corrispettivo dovuto, pari a 879 milioni di euro, da pagarsi entro il 31 maggio 2013.

L'operazione attua le disposizioni del decreto-legge sulle "liberalizzazioni" (DL n. 1/2012, art. 15, convertito nella Legge n. 27/2012) ai sensi del quale la separazione di Snam da Eni deve avvenire secondo il modello di separazione proprietaria (cd. "ownership unbundling"; ex D.Lgs. n. 93/2011) in conformità ai criteri, alle condizioni e alle modalità definite dal Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri emanato in data 25 maggio 2012 (il "DPCM") volti ad assicurare la piena terzietà di Snam nei confronti della maggiore impresa di produzione e vendita di gas naturale in Italia.

Inoltre, il DPCM stabilisce la cessione della quota residua di Eni in Snam mediante procedure di vendita trasparenti e non discriminatorie rivolte al pubblico dei risparmiatori e degli investitori istituzionali. In tale ambito, il 18 luglio 2012 Eni ha finalizzato la cessione di una partecipazione pari al 5% del capitale sociale di Snam (178.559.406 azioni ordinarie) attraverso una procedura di accelerated bookbuilding rivolta a investitori istituzionali italiani ed esteri. Il corrispettivo dell'operazione è di 612,5 milioni di euro, pari a 3,43 euro per azione.

Il disinvestimento dai Business regolati Italia grazie agli incassi della vendita e al deconsolidamento del debito di Snam consentirà a Eni di rafforzare in misura importante la struttura patrimoniale, con un rapporto debito-mezzi propri allineato a quello delle migliori compagnie petrolifere internazionali. In tal modo Eni disporrà della necessaria flessibilità finanziaria nel contesto del nuovo modello di business caratterizzato dalla forte esposizione upstream, delle ingenti risorse richieste per sostenere la crescita delle produzioni e lo sviluppo delle recenti scoperte, e delle difficili condizioni del mercato del credito.

Alla data della transazione, CDP possiede una partecipazione in Eni tale da poter esercitare un'influenza notevole su quest'ultima nonché è sottoposta, con Eni, a comune controllo da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze. Pertanto l'operazione si configura come operazione di maggiore rilevanza con parti correlate ai sensi del Regolamento Consob n. 17221 del 12 marzo 2010, e successivamente modificato con Delibera n. 17389 del 23 giugno 2010 e della procedura adottata dalla Società, in quanto supera gli indici di rilevanza applicabili alle operazioni di cessione ai sensi di tale regolamento (v. il paragrafo "Rapporti con parti correlate" nella sezione "Altre informazioni").

Per maggiori informazioni sulla transazione si rinvia al Documento Informativo redatto ai sensi dell'articolo 5 del citato Regolamento Consob e dell'articolo 71 del Regolamento 11971/1999, disponibile sul sito internet eni.com.

Cessione Galp

Il 29 marzo 2012 Eni e gli altri azionisti di riferimento Amorim Energia e Caixa Geral de Depósitos SA della società portoghese Galp Energia, hanno firmato una serie di accordi che, emendando il patto parasociale esistente tra i tre soci, consentono a Eni di avviare da subito il processo di dismissione della partecipazione del 33,34%.

L'accordo prevede in sintesi:

- (i) la cessione ad Amorim Energia del 5% delle azioni Galp in mano Eni entro 150 giorni dalla firma degli accordi al prezzo di 14,25 euro per azione;
- (ii) il diritto per Eni di vendere in via autonoma sul mercato fino al 18% delle azioni Galp (con possibilità di un ulteriore 2% in caso di emissione di titoli convertibili);
- (iii) il verificarsi della vendita del 5% delle azioni Galp in mano Eni (al mercato o ad Amorim) pone termine al patto parasociale vigente;
- (iv) il riconoscimento ad Amorim di un diritto di preferenza sul residuo 10,34% delle azioni Galp possedute da Eni attraverso la combinazione di una call option a valere sul 5% e di un diritto di prelazione a valere sul restante 5,34% oppure sull'intero 10,34% in caso di mancato esercizio della call option.

Il 20 luglio 2012 Eni ha concluso con Amorim Energia BV l'operazione di cessione di 41.462.532 azioni, al prezzo di 14,25 euro per azione, pari al 5% del capitale sociale di Galp Energia SGPS, SA per un corrispettivo totale di circa 590 milioni di euro. Come previsto dagli accordi firmati dai soci del patto, tale vendita sancisce l'uscita di Eni dal patto parasociale e la cessazione del rapporto di collegamento con Galp. Conseguentemente la partecipazione Eni in Galp Energia scende al 28,34% e assume natura finanziaria.

Commento ai risultati economico-finanziari

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

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

Conto economico ¹

Esercizio 2011		(milioni di euro)	Primo semestre			Var. %
			2011	2012	Var. ass.	
107.690	Ricavi della gestione caratteristica	52.526	63.203	10.677	20,3	
926	Altri ricavi e proventi	591	751	160	27,1	
(83.199)	Costi operativi	(39.890)	(48.524)	(8.634)	(21,6)	
(69)	di cui (oneri) proventi non ricorrenti	(69)				
171	Altri proventi e oneri operativi	(12)	(372)	(360)	..	
(8.785)	Ammortamenti e svalutazioni	(4.028)	(5.741)	(1.713)	(42,5)	
16.803	Utile operativo	9.187	9.317	130	1,4	
(1.146)	Proventi (oneri) finanziari	(389)	(620)	(231)	(59,4)	
2.123	Proventi netti su partecipazioni	694	1.394	700	..	
17.780	Utile prima delle imposte	9.492	10.091	599	6,3	
(9.903)	Imposte sul reddito	(5.016)	(6.053)	(1.037)	(20,7)	
55,7	Tax rate [%]	52,8	60,0	7,2		
7.877	Utile netto - continuing operations	4.476	4.038	(438)	(9,8)	
(74)	Utile netto - discontinued operations	(17)	259	276	..	
7.803	Utile netto	4.459	4.297	(162)	(3,6)	
	<i>di competenza:</i>					
6.860	Eni:	3.801	3.844	43	1,1	
6.902	- continuing operations	3.811	3.700	(111)	(2,9)	
(42)	- discontinued operations	(10)	144	154	..	
943	Interessenze di terzi:	658	453	(205)	(31,2)	
975	- continuing operations	665	338	(327)	(49,2)	
(32)	- discontinued operations	(7)	115	122	..	

Utile netto

Nel primo semestre 2012 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni delle continuing operations** è stato di 3.700 milioni di euro, in riduzione di 111 milioni di euro rispetto al primo semestre 2011 (-2,9%). L'utile operativo è aumentato dell'1,4% per effetto dell'ottima performance operativa del settore Exploration & Production (+1.744 milioni di euro, pari al 22,4%) grazie alla crescita delle produzioni e all'andamento del cambio euro/dollaro, in parte compensata dalla contrazione dei risultati dei business downstream gas, raffinazione

e chimica a causa del calo della domanda di commodity, dovuta alla recessione economica, e della pressione sui margini unitari. Inoltre l'utile operativo di Gruppo del primo semestre 2012 è stato penalizzato dalla rilevazione di svalutazioni di circa 1,1 miliardi di euro che hanno riguardato il goodwill del settore Gas & Power e impianti di raffinazione sulla base delle ridimensionate prospettive di redditività dei business.

Sull'utile netto di Gruppo hanno pesato: (i) il peggioramento del saldo oneri finanziari e su cambi netti (-231 milioni di euro) dovuto alla

[1] Gli IFRS prevedono che nel caso delle "discontinued operations" gli utili e le perdite attribuite alle attività in fase di dismissione e di conseguenza alle "continuing operations" sono quelli derivanti dalle transazioni con controparti terze rispetto al Gruppo. Pertanto, tale modalità di rappresentazione non è indicativa dei risultati di Snam e delle continuing operations come entità indipendenti a se stanti, soprattutto in presenza di significative transazioni intercompany, con riferimento sia ai reporting period illustrati nella presente Relazione finanziaria semestrale sia a futuri reporting period. Per una rappresentazione dei risultati di Snam e delle continuing operations con la valorizzazione dei rapporti reciproci si rinvia alla segment information riportata nel paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

crescita dell'indebitamento finanziario netto medio, alla variazione negativa del fair value su strumenti derivati su tassi d'interesse privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting previsto dallo IAS 39, nonché a revisioni di stima negative di alcuni fondi rischi per effetto riduzione dei tassi; (ii) le maggiori imposte sul reddito (-1.037 milioni di euro) a seguito dell'aumento del tax rate consolidato (circa 7 punti percentuali) dovuto alla maggiore incidenza dell'utile ante imposte del settore Exploration & Production che sostiene aliquote più elevate della media di Gruppo, all'entità degli oneri non deducibili (svalutazione del goodwill G&P), il cui effetto sulle imposte è stato parzialmente compensato dalla

non imponibilità del provento straordinario relativo alla partecipazione Galp.

Il miglioramento dei proventi da partecipazioni è dovuto alla rilevazione di un provento straordinario relativo alla partecipazione in Galp di 835 milioni di euro per effetto dell'aumento di capitale di Petrogal, controllata dalla stessa Galp, sottoscritto dalla società Sinopec con un apporto in denaro superiore al valore di libro dell'interessenza acquisita. **L'utile netto di competenza degli azionisti Eni** che include l'utile delle discontinued operations è stato di 3.844 milioni di euro, con un incremento di 43 milioni di euro rispetto al primo semestre 2011, pari all'1,1%.

Utile netto adjusted

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre			
		2011	2012	Var. ass.	Var. %
6.902	Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	3.811	3.700	(111)	(2,9)
(724)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(644)	(70)		
760	Esclusione special item	473	157		
	<i>di cui:</i>				
69	- oneri (proventi) non ricorrenti	69			
691	- altri special item	404	157		
6.938	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations ^(a)	3.640	3.787	147	4,0

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

L'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni delle continuing operations è stato di 3.787 milioni di euro, in aumento di 147 milioni di euro rispetto al primo semestre 2011 (+4%). L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo l'utile di magazzino di 70 milioni di euro e gli special item costituiti da oneri netti di 157 milioni di euro, determinando una rettifica positiva di 87 milioni di euro.

Gli **special item** dell'utile operativo da continuing operations si riferiscono principalmente a:

- (i) svalutazioni di impianti e goodwill di 1.164 milioni di euro rilevate principalmente nei business Mercato gas e raffinazione a causa del deterioramento della domanda di commodity penalizzata dalla recessione economica e dell'intensificarsi della pressione competitiva con aspettative di ulteriori flessioni dei margini unitari. Svalutazioni di minori entità hanno riguardato proprietà oil&gas del settore Exploration & Production principalmente in USA a seguito dell'aggiornamento dello scenario prezzi e di revisioni delle riserve;
- (ii) la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati

su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria (un provento di 183 milioni di euro);

- (iii) oneri di incentivazione all'esodo (55 milioni di euro) compreso l'adeguamento della passività stanziata a fronte del piano di mobilità 2010-2011 del personale Italia derivante dal decreto interministeriale del 1° giugno 2012 relativo alle modalità di attuazione della Legge 201/2011 del dicembre 2011;

- (iv) accantonamenti al fondo rischi ambientali (39 milioni di euro). Tali oneri sono stati parzialmente compensati dalla plusvalenza realizzata sulla cessione del 10% dell'interessenza Eni nel giacimento Karachaganak alla controparte di Stato kazakha KazMunai-Gas nell'ambito del settlement agreement (339 milioni di euro).

Gli **special item** non operativi comprendono il provento straordinario relativo alla Galp (835 milioni di euro) come descritto in precedenza e la ripresa di valore di 52 milioni di euro dell'interest in una joint venture della Divisione Refining & Marketing nei limiti delle svalutazioni eseguite in precedenti esercizi a motivo dell'esistenza di un accordo di vendita vincolante con un terzo acquirente.

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

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre			
		2011	2012	Var. ass.	Var. %
6.865	Exploration & Production	3.522	3.708	186	5,3
252	Gas & Power	188	587	399	..
(264)	Refining & Marketing	(164)	(253)	(89)	(54,3)
(206)	Chimica	(30)	(143)	(113)	..
1.098	Ingegneria & Costruzioni	536	552	16	3,0
(225)	Altre attività	(101)	(123)	(22)	(21,8)
(753)	Corporate e società finanziarie	(284)	(654)	(370)	..
1.146	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	638	451	(187)	
7.913	Utile netto adjusted - continuing operations	4.305	4.125	(180)	(4,2)
	<i>di competenza:</i>				
975	- interessenze di terzi	665	338	(327)	(49,2)
6.938	- azionisti Eni	3.640	3.787	147	4,0

(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.

L'incremento dell'**utile netto adjusted da continuing operations** è stato determinato dal maggior utile netto adjusted registrato nei settori:

- **Exploration & Production** (+186 milioni di euro; +5,3%) che riflette il miglioramento del risultato operativo (+1.372 milioni di euro, pari al 17,3%) dovuto all'incremento del prezzo di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +4,6%; gas naturale +16,2%), all'impatto positivo del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (530 milioni di euro) e alla crescita della produzione venduta, parzialmente assorbiti dai maggiori costi esplorativi in relazione alla crescita dell'attività. Il tax rate adjusted è aumentato di 3,4 punti percentuali a causa della crescente incidenza dell'utile ante imposte generato in Paesi a maggiore fiscalità;
- **Gas & Power** (+399 milioni di euro) che riflette il beneficio degli effetti economici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, alcune delle quali con efficacia economica retroattiva dall'inizio del 2011 che hanno più che compensato la contrazione dei margini unitari di commercializzazione del gas, il calo dei volumi a seguito della debole dinamica della domanda in Italia e in Europa e la forte pressione competitiva. Il Trasporto internazionale ha evidenziato una riduzione di risultato del 20%;
- **Ingegneria & Costruzioni** (+16 milioni di euro; +3%) dovuto al miglioramento del risultato operativo (+42 milioni di euro, pari al 5,8%) trainato dalla crescita del volume di affari e della maggiore redditività delle commesse in particolare nel business Engineering & Construction.

Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione dell'utile netto adjusted registrata nei settori:

- **Refining & Marketing** che ha registrato un ampliamento della perdita netta adjusted (da -164 milioni di euro del primo semestre 2011 a -253 milioni di euro del primo semestre 2012) per

effetto del restringimento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti e del calo della domanda di prodotti petroliferi. Al fine di attenuare l'impatto dello scenario sfavorevole sono state intensificate le iniziative di efficienza;

- **Chimica** che ha registrato maggiori perdite nette adjusted (da -30 milioni di euro del primo semestre 2011 a -143 milioni di euro del primo semestre 2012) per effetto del crollo dei margini unitari registrato nel primo trimestre dovuto agli elevati costi della materia prima petrolifera che hanno portato il margine benchmark sul cracker in territorio negativo, l'effetto cambio sui costi in dollari delle cariche e la flessione della domanda di commodity a causa della recessione economica.

Nel primo semestre 2012, i risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dal rialzo dei prezzi di realizzo del petrolio e del gas (in media +5,8%), con un aumento del prezzo di riferimento del Brent del 2% rispetto al primo semestre 2011. I margini di raffinazione hanno evidenziato una consistente ripresa rispetto ai valori depressi registrati nello stesso periodo dell'anno precedente (4,41 dollari/barile il margine di raffinazione sul Brent nel Mediterraneo, quadruplicato rispetto al primo semestre 2011). Tuttavia il livello assoluto dei margini è rimasto su valori non remunerativi a causa della debolezza della domanda dei prodotti, penalizzata dalla contrazione economica. Inoltre i margini Eni hanno risentito della riduzione del premio di conversione a causa del restringimento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti e degli elevati costi delle utility energetiche. Il prezzo spot del gas in Europa risulta in linea rispetto ai valori registrati nel primo semestre 2011 (-0,2%). La competizione sul pricing continua a essere intensa tenuto conto degli obblighi minimi di prelievo dei contratti di approvvigionamento take-or-pay e delle ridotte opportunità di vendita, con effetti depressivi sui margini. I risultati hanno beneficiato dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+7,6%).

Esercizio 2011		Primo semestre		
		2011	2012	Var. %
111,27	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	111,16	113,34	2,0
1,392	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,403	1,296	(7,6)
79,94	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	79,23	87,45	10,4
2,06	Margini europei medi di raffinazione ^(c)	1,41	4,41	..
2,90	Margini europei di raffinazione Brent/Ural ^(c)	2,77	4,79	72,9
1,48	Margini europei medio di raffinazione in euro	1,00	3,40	..
9,03	Prezzo gas NBP ^(d)	9,23	9,21	(0,2)
1,4	Euribor - euro a tre mesi (%)	1,3	0,9	(30,4)
0,3	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,3	0,5	69,0

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

(b) Fonte: BCE.

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

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

Analisi delle voci del conto economico - continuing operations

Ricavi della gestione caratteristica

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre			
		2011	2012	Var. ass.	Var. %
29.121	Exploration & Production	14.252	17.896	3.644	25,6
33.093	Gas & Power	16.137	19.993	3.856	23,9
51.219	Refining & Marketing	24.821	29.501	4.680	18,9
6.491	Chimica	3.544	3.241	(303)	(8,5)
11.834	Ingegneria & Costruzioni	5.705	6.013	308	5,4
85	Altre attività	45	61	16	35,6
1.365	Corporate e società finanziarie	644	664	20	3,1
(54)	Effetto eliminazione utili interni	(158)	(171)	(13)	
(25.464)	Elisioni di consolidamento	(12.464)	(13.995)	(1.531)	
107.690		52.526	63.203	10.677	20,3

I ricavi della gestione caratteristica da continuing operations conseguiti nel primo semestre 2012 (63.203 milioni di euro) sono aumentati di 10.677 milioni di euro rispetto al primo semestre 2011 (+20,3%) per effetto dei maggiori prezzi in dollari delle commodity petrolifere e dell'effetto cambio.

I ricavi del settore Exploration & Production (17.896 milioni di euro) sono aumentati di 3.644 milioni di euro (+25,6%) per effetto della ripresa delle attività in Libia, dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +4,6%; gas naturale +16,2%) e dell'effetto cambio.

I ricavi del settore Gas & Power (19.993 milioni di euro) sono aumentati di 3.856 milioni di euro (+23,9%) per effetto dell'andamento del cambio e dei parametri energetici di riferimento dei prezzi di vendita del gas, in parte assorbito dalla riduzione delle vendite in Italia (-0,42 miliardi di metri cubi; -2,2%) e nei mercati

target europei (-1,04 miliardi di metri cubi; -3,8%).

I ricavi del settore Refining & Marketing (29.501 milioni di euro) sono aumentati di 4.680 milioni di euro (+18,9%) per effetto dei maggiori prezzi di vendita dei prodotti e dell'effetto cambio, nonché dell'incremento delle vendite di prodotti petroliferi (+1,40 milioni di tonnellate rispetto al primo semestre 2011, pari al 6,6%).

I ricavi del settore Chimica (3.241 milioni di euro) sono diminuiti di 303 milioni di euro rispetto al primo semestre 2011 (-8,5%) per effetto essenzialmente della riduzione delle quantità vendute (-5%, in particolare nel business del polietilene) che riflette il debole andamento della domanda di commodity a causa della recessione economica.

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni (6.013 milioni di euro) sono aumentati di 308 milioni di euro (+5,4%) per effetto dei maggiori volumi di attività sviluppati in particolare nel business Engineering & Construction.

Costi operativi

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre			
		2011	2012	Var. ass.	Var. %
78.795	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	37.804	46.249	8.445	22,3
69	di cui: - oneri (proventi) non ricorrenti	69			
265	- altri special item	42	30		
4.404	Costo lavoro	2.086	2.275	189	9,1
203	di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro	30	55		
83.199		39.890	48.524	8.634	21,6

I **costi operativi** sostenuti nel primo semestre 2012 (48.524 milioni di euro) sono aumentati di 8.634 milioni di euro rispetto al primo semestre 2011, pari al 21,6%.

Gli **acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi** (46.249 milioni di euro) sono aumentati di 8.445 milioni di euro (+22,3%) per effetto principalmente dei maggiori costi di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche e del gas approvvigionato in relazione all'andamento dello scenario dell'energia e dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro, parzialmente assorbiti dalla rilevazione contabile del beneficio della rinegoziazione di certi contratti di approvvigionamento del gas con decorrenza economica dall'inizio del 2011.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono **special item** di 30 milioni di euro relativi ad accantonamenti per rischi am-

bientali e di altra natura. Nel primo semestre 2011 gli special item di 111 milioni di euro furono relativi essenzialmente all'accantonamento di 69 milioni di euro per l'adeguamento del fondo rischi a fronte di un procedimento antitrust nel settore europeo delle gomme.

Il **costo lavoro** (2.275 milioni di euro) è aumentato di 189 milioni di euro (+9,1%) per effetto dell'aumento dell'occupazione media all'estero (essenzialmente per maggiori livelli di attività nel settore Ingegneria & Costruzioni) e della crescita del costo lavoro unitario in Italia e all'estero. Inoltre il primo semestre 2012 include l'adeguamento della passività stanziata a fronte del piano di mobilità 2010-2011 del personale Italia, derivante dal decreto interministeriale del 1° giugno 2012 relativo alle modalità di attuazione delle legge 214/2011. Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dell'occupazione media in Italia.

Ammortamenti e svalutazioni

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre			
		2011	2012	Var. ass.	Var. %
6.251	Exploration & Production	3.027	3.827	800	26,4
413	Gas & Power	208	205	(3)	(1,4)
351	Refining & Marketing	175	165	(10)	(5,7)
90	Chimica	46	43	(3)	(6,5)
596	Ingegneria & Costruzioni	283	316	33	11,7
2	Altre attività				
75	Corporate e società finanziarie	35	33	(2)	(5,7)
(23)	Effetto eliminazione utili interni	(11)	(12)	(1)	
7.755	Totale ammortamenti	3.763	4.577	814	21,6
1.030	Svalutazioni	265	1.164	899	..
8.785		4.028	5.741	1.713	42,5

Gli **ammortamenti** (4.577 milioni di euro) sono aumentati di 814 milioni di euro (+21,6%) rispetto al primo semestre 2011, essenzialmente nel settore Exploration & Production (+800 milioni di euro, pari al 26,4%) a causa della ripresa delle attività in Libia, dei maggiori costi di ricerca esplorativa in funzione della crescita delle attività (+327 milioni di euro) e dell'effetto dell'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+7,6%). L'aumento del settore Ingegneria &

Costruzioni (+33 milioni di euro; +11,7%) riflette l'entrata in esercizio di nuovi mezzi.

Le **svalutazioni** (1.164 milioni di euro) hanno riguardato principalmente il goodwill allocato alla cash generating unit Mercato europeo nel settore Gas & Power, impianti di raffinazione e proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production. L'analisi delle svalutazioni per settore di attività è la seguente:

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre			
		2011	2012	Var. ass.	Var. %
189	Exploration & Production	141	91	(50)	(35,5)
154	Gas & Power		849	849	
488	Refining & Marketing	38	193	155	..
160	Chimica	70	8	(62)	(88,6)
35	Ingegneria & Costruzioni	14	21	7	50,0
4	Altre attività	2	2		
1.030		265	1.164	899	..

Utile operativo

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

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre			
		2011	2012	Var. ass.	Var. %
15.887	Exploration & Production	7.799	9.543	1.744	22,4
(326)	Gas & Power	41	(642)	(683)	..
(273)	Refining & Marketing	376	(678)	(1.054)	..
(424)	Chimica	(5)	(230)	(225)	..
1.422	Ingegneria & Costruzioni	720	740	20	2,8
(427)	Altre attività	(165)	(146)	19	11,5
(319)	Corporate e società finanziarie	(188)	(187)	1	0,5
1.263	Effetto eliminazione utili interni	609	917	308	
16.803	Utile operativo	9.187	9.317	130	1,4

Utile operativo adjusted

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

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre			
		2011	2012	Var. ass.	Var. %
16.803	Utile operativo - continuing operations	9.187	9.317	130	1,4
(1.113)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(909)	(86)		
1.540	Esclusione special item	449	1.140		
	<i>di cui:</i>				
69	- oneri (proventi) non ricorrenti	69			
1.471	- altri special item	380	1.140		
17.230	Utile operativo adjusted - continuing operations	8.727	10.371	1.644	18,8
	Dettaglio per settore di attività:				
16.075	Exploration & Production	7.953	9.325	1.372	17,3
(247)	Gas & Power	21	553	532	..
(539)	Refining & Marketing	(273)	(370)	(97)	(35,5)
(273)	Chimica	(45)	(195)	(150)	..
1.443	Ingegneria & Costruzioni	720	762	42	5,8
(226)	Altre attività	(105)	(103)	2	1,9
(266)	Corporate e società finanziarie	(153)	(181)	(28)	(18,3)
1.263	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	609	580	(29)	
17.230		8.727	10.371	1.644	18,8

L'utile operativo adjusted da continuing operations che esclude l'utile di magazzino di 86 milioni di euro e special item costituiti da oneri netti per un totale di 1.140 milioni di euro, ammonta a 10.371 milioni di euro con un incremento di 1.644 milioni di euro rispetto

al primo semestre 2011, pari al 18,8% per effetto del miglioramento della performance operativa registrata nei settori:

- **Exploration & Production** (+1.372 milioni di euro, pari al 17,3%) per effetto della ripresa delle attività in Libia, dell'aumento del

- prezzo di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +4,6%; gas naturale +16,2%) e dell'impatto positivo del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa 530 milioni di euro), parzialmente assorbiti dai maggiori costi esplorativi in relazione alla crescita dell'attività;
- **Gas & Power** (+532 milioni di euro) che riflette per l'attività Mercato il beneficio degli effetti economici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, alcune delle quali con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011, parzialmente compensato dal continuo deterioramento della domanda e dall'azione della concorrenza. Il miglioramento dell'attività Mercato è stato in parte compensato dalla riduzione della performance del Trasporto internazionale (-20%);
 - **Ingegneria & Costruzioni** (+42 milioni di euro, pari al 5,8%) trainato dalla crescita del volume di affari e della maggiore redditività delle commesse in particolare nel business Engineering & Construction.

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

- **Chimica** (-150 milioni di euro) riflette il crollo dei margini unitari registrato nel primo trimestre dovuto agli elevati costi della materia prima petrolifera che hanno portato il margine benchmark sul cracker in territorio negativo, l'effetto cambio sui costi in dollari delle cariche e la flessione dei volumi a causa della contrazione della domanda per la recessione;
- **Refining & Marketing** che ha registrato un ampliamento della perdita operativa adjusted (da -273 milioni di euro del primo semestre 2011 a -370 milioni di euro del primo semestre 2012) che riflette il perdurare dei margini di raffinazione su livelli non remunerativi a causa della debolezza della domanda di prodotti penalizzata dal clima economico recessivo, degli elevati costi della carica petrolifera e delle utility energetiche oil-linked, nonché della minore redditività dei cicli complessi penalizzati dalla riduzione dello sconto dei greggi pesanti rispetto al Brent.

Proventi (oneri) finanziari netti

Esercizio 2011		(milioni di euro)	Primo semestre		Var. ass.
			2011	2012	
(881)	Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		(409)	(505)	(96)
(922)	- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine		(433)	(529)	(96)
22	- Interessi attivi verso banche		10	12	2
19	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		14	12	(2)
(112)	Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati		225	(200)	(425)
29	- Strumenti finanziari derivati su valute		192	(141)	(333)
(141)	- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		33	(59)	(92)
(111)	Differenze di cambio		(196)	151	347
(154)	Altri proventi (oneri) finanziari		(65)	(136)	(71)
76	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		35	35	
(235)	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(111)	(172)	(61)
5	- Altri proventi finanziari		11	1	(10)
(1.258)			(445)	(690)	(245)
112	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		56	70	14
(1.146)			(389)	(620)	(231)

Gli **oneri finanziari netti** di 620 milioni di euro registrano un incremento di 231 milioni di euro rispetto al primo semestre 2011. Tale maggiore saldo negativo riflette la crescita degli oneri finanziari sul debito (-96 milioni di euro), dovuta all'incremento dell'indebitamento finanziario netto medio e la variazione negativa del fair value su strumenti finanziari derivati su tassi d'interesse (-92 milioni di euro) privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting previsto dallo IAS 39 e

a revisioni di stima negative di alcuni fondi rischi per effetto riduzione dei tassi. La variazione delle differenze di cambio per 347 milioni di euro è stata parzialmente assorbita dagli oneri su strumenti finanziari derivati su cambi (+333 milioni di euro, da un provento di 192 milioni di euro ad un onere di 141 milioni di euro), le cui variazioni di fair value sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base allo IAS 39.

Proventi (oneri) netti su partecipazione

L'analisi dei proventi netti su partecipazioni relativa al primo semestre 2012 è illustrata nella tabella seguente:

Primo semestre 2012 (milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	112	180	26	22	2	342
Dividendi	129	7	19		1	156
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni		7		1		8
Altri proventi (oneri) netti	1		52		835	888
	242	194	97	23	838	1.394

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a 1.394 milioni di euro e riguardano: (i) il provento straordinario relativo alla partecipazione in Galp di 835 milioni di euro dovuto a un aumento di capitale di Petrogal controllata dalla stessa Galp, sottoscritto dalla società Sinopec con un apporto in denaro superiore al valore di libro dell'interessenza

acquisita; (ii) le quote di competenza dei risultati netti di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (342 milioni di euro), principalmente nei settori Gas & Power ed Exploration & Production; (iii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (156 milioni di euro), in particolare da Nigeria LNG Ltd.

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

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre		
		2011	2012	Var. ass.
500	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	255	342	87
659	Dividendi	437	156	(281)
1.121	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	1	8	7
(157)	Altri proventi (oneri) netti	1	888	887
2.123		694	1.394	700

L'incremento di 700 milioni di euro rispetto al primo semestre 2011 è dovuto alla rilevazione del provento straordinario rilevato sulla partecipata Galp.

Imposte sul reddito

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre		
		2011	2012	Var. ass.
Utile ante imposte				
694	Italia	1.028	550	(478)
17.086	Eestero	8.464	9.541	1.077
17.780		9.492	10.091	599
Imposte sul reddito				
227	Italia	427	298	(129)
9.676	Eestero	4.589	5.755	1.166
9.903		5.016	6.053	1.037
Tax rate (%)				
32,7	Italia	41,5	54,2	12,7
56,6	Eestero	54,2	60,3	6,1
55,7		52,8	60,0	7,2

Le **imposte sul reddito** (6.053 milioni di euro) sono aumentate di 1.037 milioni di euro, pari al 20,7%. In particolare sono state registrate maggiori imposte correnti dalle imprese estere del settore Exploration & Production per effetto dell'incremento dell'utile ante imposte. Il tax rate reported è aumentato di 7,2 punti percentuali riflettendo la maggiore incidenza dell'utile ante imposte realizzato dalle imprese

estere del settore Exploration & Production che sostengono più elevate aliquote fiscali nonché l'entità degli oneri non deducibili (in particolare la svalutazione di goodwill attribuito alla cash generating unit Mercato europeo del gas). Tali fattori incrementativi sono stati in parte compensati dalla non imponibilità del provento straordinario rilevato sulla partecipazione in Galp.

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 58,9%, in aumento rispetto al primo semestre 2011 (52,7% nel primo semestre 2011) a causa della maggiore incidenza sull'utile ante imposte di Gruppo del reddito prodotto dal settore Exploration & Production.

Utile netto delle interessenze di terzi

L'utile netto delle interessenze di terzi (338 milioni di euro) riguarda essenzialmente Saipem SpA (222 milioni di euro).

Risultati per settore di attività²

Exploration & Production

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre				
		2011	2012	Var. ass.	Var. %	
15.887	Utile operativo	7.799	9.543	1.744	22,4	
188	Esclusione special item:	154	(218)			
190	- svalutazioni di asset e altre attività	141	91			
(63)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(28)	(351)			
44	- oneri per incentivazione all'esodo	4	8			
1	- componente valutativa dei derivati su commodity	30	1			
(2)	- differenze e derivati su cambi	7	(14)			
18	- altro		47			
16.075	Utile operativo adjusted	7.953	9.325	1.372	17,3	
(231)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(116)	(128)	(12)		
624	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	412	242	(170)		
(9.603)	Imposte sul reddito ^(a)	(4.727)	(5.731)	(1.004)		
58,3	Tax rate [%]	57,3	60,7	3,4		
6.865	Utile netto adjusted	3.522	3.708	186	5,3	
	I risultati includono:					
6.440	ammortamenti e svalutazioni di asset di cui:	3.168	3.918	750	23,7	
1.165	ammortamenti di ricerca esplorativa	576	903	327	56,8	
820	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	397	691	294	74,1	
345	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	179	212	33	18,4	
	Prezzi medi di realizzo					
102,11	Petrolio ^(b)	(\$/barile)	101,89	106,53	4,64	4,6
229,06	Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	217,45	252,61	35,16	16,2
72,26	Idrocarburi	(\$/boe)	71,34	75,49	4,15	5,8

(a) Escludono gli special item.

(b) Include condensati.

Nel primo semestre 2012 il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 9.325 milioni di euro con un aumento di 1.372 milioni di euro rispetto al semestre 2011, pari al 17,3%, per effetto dell'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +4,6%; gas naturale +16,2%), dell'impatto positivo del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (530 milioni di euro) e della crescita della produzione venduta in relazione alla ripresa dell'attività in Libia, parzialmente assorbiti dai maggiori costi esplorativi dovuti alla crescita dell'attività.

Gli **special item** dell'utile operativo adjusted di proventi netti di 218 milioni di euro riguardano principalmente la plusvalenza di 339 milioni di euro realizzata sulla cessione del 10% dell'interessenza Eni nel giacimento Karachaganak alla controparte di Stato kazakha

KazMunaiGas nell'ambito del settlement agreement e svalutazioni di titoli minerari principalmente negli Stati Uniti in funzione dell'aggiornamento dello scenario dei prezzi di mercato del gas e della revisione delle riserve di 91 milioni di euro.

Nel semestre 2012 il **prezzo di realizzo in dollari degli idrocarburi** è aumentato in media del 5,8% per effetto dell'andamento favorevole dello scenario (+2% il marker Brent).

L'**utile netto adjusted** di 3.708 milioni di euro è aumentato di 186 milioni di euro, pari al 5,3%, rispetto al primo semestre 2011 per effetto del miglioramento della performance operativa, in parte compensato dall'incremento di 3,4 punti percentuali del tax rate adjusted a causa della crescente incidenza dell'utile ante imposte generato in Paesi a maggiore fiscalità.

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

Gas & Power

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre			Var. %
		2011	2012	Var. ass.	
(326)	Utile operativo	41	(642)	(683)	..
(166)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(53)	127		
245	Esclusione special item:	33	1.068		
	- oneri ambientali		(3)		
154	- svalutazioni		849		
	- plusvalenze nette su cessione di asset		(1)		
77	- accantonamento a fondo rischi				
34	- oneri per incentivazione all'esodo	2	4		
45	- componente valutativa dei derivati su commodity	154			
(82)	- differenze e derivati su cambi	(130)	213		
17	- altro	7	6		
(247)	Utile operativo adjusted	21	553	532	..
(657)	Mercato	(209)	369	578	..
410	Trasporto internazionale	230	184	(46)	(20,0)
43	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	26	9	(17)	
363	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	192	187	(5)	
93	Imposte sul reddito ^(a)	(51)	(162)	(111)	
..	Tax rate (%)	21,3	21,6	0,3	
252	Utile netto adjusted	188	587	399	..

(a) Escludono gli special item.

Nel primo semestre 2012 il settore ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 553 milioni di euro con un aumento di 532 milioni di euro rispetto al primo semestre 2011. L'attività Mercato ha registrato un incremento di 578 milioni di euro dell'utile operativo adjusted che riflette il beneficio degli effetti economici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, alcune delle quali con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011, parzialmente compensato dagli effetti negativi del calo della domanda e della pressione competitiva. Il Trasporto internazionale ha evidenziato una riduzione di risultato del 20%.

L'**utile netto adjusted** del primo semestre 2012 di 587 milioni di euro è aumentato di 399 milioni di euro rispetto al primo semestre 2011 per effetto del miglioramento della performance operativa.

Mercato

Nel primo semestre 2012 l'attività Mercato ha registrato l'**utile operativo adjusted** di 369 milioni di euro con un miglioramento di 578 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2011 che aveva chiuso in perdita a -209 milioni di euro. Tale incremento riflette il beneficio economico con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011 delle rinegoziazioni di alcuni contratti di approvvigionamento, nonché la migliorata posizione di costo Eni grazie anche alla ripresa delle forniture libiche. Sulla base di tali driver, il business è stato in grado di assorbire gli effetti negativi della contrazione della domanda Italia e della diffusa debolezza nel resto d'Europa a seguito della recessione economica e dell'intensificarsi della pressione competitiva a causa delle ridotte opportunità di vendita che hanno

ulteriormente ampliato lo spread tra indice oil-linked dell'approvvigionato e prezzi hub. Il risultato è stato penalizzato anche dalle perdite di volumi in segmenti remunerativi a causa della contrazione della domanda, dell'azione della concorrenza e della competizione di altre fonti.

L'EBITDA pro-forma adjusted dell'attività Mercato (per maggiori dettagli v. sotto), che rappresenta la misura di risultato utilizzata dal management per valutare la performance industriale e che tiene conto dell'apporto in quota Eni delle società collegate, conferma i trend di risultato del Mercato evidenziati nel commento all'utile operativo.

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo adjusted ammontano a 1.068 milioni di euro di oneri netti e si riferiscono in particolare: (i) all'esclusione della svalutazione di 849 milioni di euro del goodwill attribuito alla cash generating unit Mercato europeo che riflette le ridotte prospettive di redditività del business a causa del deterioramento della domanda e dell'intensificarsi della pressione competitiva con aspettative di continua pressione sui margini di commercializzazione; (ii) all'effetto della riclassifica nell'utile operativo adjusted delle differenze e derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria positivi di 213 milioni di euro.

Trasporto internazionale

L'**utile operativo adjusted** (184 milioni di euro) è diminuito di 46 milioni di euro rispetto al primo semestre 2011 per effetto della cessione delle attività del trasporto internazionale del gas dal Nord Europa e Russia realizzate nel corso del 2011.

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 2011	(milioni di euro)	Primo semestre		
		2011	2012	Var. ass.
902	EBITDA pro-forma adjusted	504	1.121	617
257	Mercato	111	856	745
44	di cui: +/- rettifica derivati commodity	(111)		111
645	Trasporto internazionale	393	265	(128)

L'EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges) adjusted è calcolato come somma dell'utile operativo adjusted, rettificato per quanto attiene agli effetti dei derivati su commodity come di seguito indicato, e degli ammortamenti su base pro-forma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate. Ai soli fini della determinazione dell'EBITDA pro-forma adjusted, l'utile operativo adjusted dell'attività Mercato è rettificato dell'effetto del regolamento dei derivati su commodity e su cambi, non considerati di copertura, relativi a vendite future di gas ed energia elettrica a prezzo fisso. Nel reporting period di rilevazione dei

ricavi di tali vendite a prezzo fisso, l'effetto dei derivati rinviato dai precedenti reporting period confluisce nell'EBITDA pro-forma adjusted. Il management ritiene che l'EBITDA adjusted rappresenti una misura alternativa importante nella valutazione della performance del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo business che lo rendono simile ad un'utility europea. In tale ambito, l'EBITDA adjusted consente agli analisti e investitori di apprezzare meglio la performance relativa del settore Eni Gas & Power rispetto alle altre utility europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle utility. L'EBITDA adjusted non è previsto dagli IFRS.

Refining & Marketing

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre			
		2011	2012	Var. ass.	Var. %
(273)	Utile operativo	376	(678)	(1.054)	..
(907)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(737)	106		
641	Esclusione special item:	88	202		
34	- oneri ambientali	26	7		
488	- svalutazioni	38	193		
10	- plusvalenze nette su cessione di asset	(9)	1		
8	- accantonamenti a fondo rischi	5	(13)		
81	- oneri per incentivazione all'esodo	8	24		
(3)	- componente valutativa dei derivati su commodity	(6)			
(4)	- differenze e derivati su cambi	17	(15)		
27	- altro	9	5		
(539)	Utile operativo adjusted	(273)	(370)	(97)	(35,5)
	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(2)	(2)	
99	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	38	17	(21)	
176	Imposte sul reddito ^(a)	71	102	31	
..	Tax rate (%)		
(264)	Utile netto adjusted	(164)	(253)	(89)	(54,3)

(a) Escludono gli special item.

Nel primo semestre 2012 la Divisione Refining & Marketing ha riportato la **perdita operativa adjusted** di 370 milioni di euro che riflette il perdurare dei margini di raffinazione su livelli non remunerativi a causa della debolezza della domanda di prodotti, penalizzata dalla contrazione economica. Rispetto al periodo di confronto, la perdita ha evidenziato un ampliamento di 97 milioni di euro, pari al 35,5%, a causa del restringimento dei differenziali tra greggi leggeri e pesan-

ti che ha penalizzato la redditività degli impianti di conversione e dei maggiori costi di acquisto delle utility energetiche. L'andamento dello scenario è stato parzialmente compensato dalle iniziative di efficienza e di ottimizzazione degli assetti con la riduzione dei livelli delle lavorazioni presso le raffinerie meno competitive.

I risultati del Marketing hanno registrato un miglioramento beneficiando in particolare nelle attività extrarete della ripresa dei margi-

ni, anche per effetto di particolari formule contrattuali in alcuni business. I risultati del segmento retail, invece, hanno risentito della contrazione dei margini connessa al lancio delle iniziative "Iperself h24" e "riparti con eni" e del calo dei volumi in un contesto di riduzione della domanda ed elevata pressione competitiva.

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo adjusted (oneri di 202 milioni di euro) riguardano le svalutazioni (193 milioni di euro),

principalmente degli impianti di raffinazione a seguito delle proiezioni di margini di raffinazione non remunerativi a breve e medio termine, e oneri per incentivazione all'esodo (24 milioni di euro).

La **perdita netta adjusted** di 253 milioni di euro evidenzia un peggioramento di 89 milioni di euro rispetto al semestre 2011 per effetto del peggioramento della performance operativa e dei minori risultati delle società valutate con il metodo del patrimonio netto.

Chimica

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre			Var. %
		2011	2012	Var. ass.	
(424)	Utile operativo	(5)	(230)	(225)	..
(40)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(119)	18		
191	Esclusione special item	79	17		
	<i>di cui:</i>				
10	Oneri (proventi) non ricorrenti	10			
181	Altri special item:	69	17		
1	- oneri ambientali		1		
160	- svalutazioni	70	8		
17	- oneri per incentivazione all'esodo	2	9		
3	- differenze e derivati su cambi	(3)	(1)		
(273)	Utile operativo adjusted	(45)	(195)	(150)	..
	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(1)	(1)	
	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	1	1		
67	Imposte sul reddito ^(a)	14	52	38	
(206)	Utile netto adjusted	(30)	(143)	(113)	..

(a) Escludono gli special item.

Nel primo semestre 2012 la chimica ha registrato una **perdita operativa adjusted** di 195 milioni di euro che triplica la perdita del primo semestre 2011 (45 milioni di euro la perdita operativa del semestre 2011). Il risultato riflette il crollo dei margini unitari registrato nel primo trimestre 2012 dovuto agli elevati costi della materia prima petrolifera che hanno portato il margine benchmark sul cracker in territorio negativo; tale dinamica si è attenuata nel secondo trimestre. Gli altri fattori negativi sono stati l'effetto cambio nella conversione dei costi in dollari delle cariche

e la flessione dei volumi delle principali commodity penalizzati dalla recessione economica.

Gli **special item** esclusi dalla perdita operativa di 17 milioni di euro di oneri netti si riferiscono a svalutazioni di linee di business marginali nonché a oneri per incentivazione all'esodo.

Nel semestre il settore ha conseguito la **perdita netta adjusted** di 143 milioni di euro, con un peggioramento di 113 milioni di euro.

Ingegneria & Costruzioni

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre			
		2011	2012	Var. ass.	Var. %
1.422	Utile operativo	720	740	20	2,8
21	Esclusione special item:		22		
35	- svalutazioni	14	21		
4	- plusvalenze nette su cessione di asset	3	1		
10	- oneri per incentivazione all'esodo	1	1		
(28)	- componente valutativa dei derivati su commodity	(18)	(1)		
1.443	Utile operativo adjusted	720	762	42	5,8
95	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	9	22	13	
(440)	Imposte sul reddito ^(a)	(193)	(232)	(39)	
28,6	Tax rate (%)	26,5	29,6	3,1	
1.098	Utile netto adjusted	536	552	16	3,0

(a) Escludono gli special item.

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha riportato una solida **performance operativa su base adjusted** in crescita del 5,8% nel primo semestre a 762 milioni di euro. Questi risultati sono stati trainati dalla crescita del volume di affari e della maggiore red-

ditività delle commesse in particolare nel business Engineering & Construction.

L'**utile netto adjusted** è aumentato del 3% nel confronto semestrale.

Altre attività ³

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre			
		2011	2012	Var. ass.	Var. %
(427)	Utile operativo	(165)	(146)	19	11,5
201	Esclusione special item	60	43		
	di cui:				
59	Oneri (proventi) non ricorrenti	59			
142	Altri special item:	1	43		
141	- oneri ambientali	12	34		
4	- svalutazioni	2	2		
(7)	- plusvalenze nette su cessione di asset		(11)		
9	- accantonamenti a fondo rischi	(1)	4		
8	- oneri per incentivazione all'esodo	1	1		
(13)	- altro	(13)	13		
(226)	Utile operativo adjusted	(105)	(103)	2	1,9
5	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	4	(20)	(24)	
(3)	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)				
(1)	Imposte sul reddito ^(a) ^(b)				
(225)	Utile netto adjusted	(101)	(123)	(22)	(21,8)

(a) Escludono gli special item.

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

(3) Non include i risultati di Snam.

Corporate e società finanziarie

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre			
		2011	2012	Var. ass.	Var. %
(319)	Utile operativo	(188)	(187)	1	0,5
53	Esclusione special item:	35	6		
(1)	- plusvalenze nette su cessione di asset				
(6)	- oneri per incentivazione all'esodo	12	8		
9	- accantonamenti a fondo rischi				
51	- altro	23	(2)		
(266)	Utile operativo adjusted	(153)	(181)	(28)	(18,3)
(876)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(192)	(660)	(468)	
1	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)				
388	Imposte sul reddito ^(a)	61	187	126	
(753)	Utile netto adjusted	(284)	(654)	(370)	..

(a) Escludono gli special item.

Non-GAAP measure

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

Il management Eni valuta la performance del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane (38% per il settore energia; 27,5% per tutte le altre). L'utile operativo e l'utile netto adjusted non sono previsti né dagli IFRS, né dagli US GAAP. Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali.

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

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

Le componenti reddituali sono classificate tra gli **special item**, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresen-

tativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre, è classificata tra gli special item la componente valutativa degli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

Gli **oneri/proventi finanziari** correlati all'indebitamento finanziario netto, esclusi dall'utile netto adjusted di settore, sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

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

(€ milioni)

Primo semestre 2012

	ALTRE ATTIVITÀ ^(a)									DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS
	Exploration & Production	Gas & Power ^(a)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo	Totale	
Utile operativo	9.543	(642)	(678)	(230)	740	(187)	1.074	(146)	421	9.895	(1.074)	496	(578)	9.317
Esclusione (utile) perdita di magazzino		127	106	18					(337)	(86)				(86)
Esclusione special item:														
- oneri ambientali		(3)	7	1			11	34		50	(11)		(11)	39
- svalutazioni	91	849	193	8	21			2		1.164				1.164
- plusvalenze nette su cessione di asset	(351)	(1)	1		1		(3)	(11)		(364)	3		3	(361)
- accantonamenti a fondo rischi			(13)					4		(9)				(9)
- oneri per incentivazione all'esodo	8	4	24	9	1	8	1	1		56	(1)		(1)	55
- componente valutativa dei derivati su commodity	1				(1)									
- differenze e derivati su cambi	(14)	213	(15)	(1)						183				183
- altro	47	6	5			(2)		13		69				69
Special item dell'utile operativo	(218)	1.068	202	17	22	6	9	43		1.149	(9)		(9)	1.140
Utile operativo adjusted	9.325	553	(370)	(195)	762	(181)	1.083	(103)	84	10.958	(1.083)	496	(587)	10.371
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(128)	9	(2)	(1)		(660)	9	(20)		(793)	(9)		(9)	(802)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	242	187	17	1	22		23			492	(23)		(23)	469
Imposte sul reddito ^(b)	(5.731)	(162)	102	52	(232)	187	(446)		(37)	(6.267)	446	(92)	354	(5.913)
Tax rate (%)	60,7	21,6	..		29,6		40,0			58,8				58,9
Utile netto adjusted	3.708	587	(253)	(143)	552	(654)	669	(123)	47	4.390	(669)	404	(265)	4.125
<i>di competenza:</i>														
- interessenze di terzi										453			(115)	338
- azionisti Eni										3.937			(150)	3.787
Utile netto di competenza azionisti Eni										3.844			(144)	3.700
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(70)				(70)
Esclusione special item										163			(6)	157
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										3.937			(150)	3.787

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

(b) Escludono gli special item.

[€ milioni]

Primo semestre 2011

	ALTREATTIVITÀ ^(a)									DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS
	Exploration & Production	Gas & Power ^(b)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni infragruppo	Totale	
Utile operativo	7.799	41	376	(5)	720	(188)	1.053	(165)	(183)	9.448	(1.053)	792	(261)	9.187
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(53)	(737)	(119)						(909)				(909)
Esclusione special item														
<i>di cui:</i>														
Oneri (proventi) non ricorrenti				10				59		69				69
Altri special item:	154	33	88	69		35	5	1		385	(5)		(5)	380
- oneri ambientali			26				4	12		42	(4)		(4)	38
- svalutazioni	141		38	70	14		(8)	2		257	8		8	265
- plusvalenze nette su cessione di asset	(28)		(9)		3		5			(29)	(5)		(5)	(34)
- accantonamenti a fondo rischi			5					(1)		4				4
- oneri per incentivazione all'esodo	4	2	8	2	1	12	4	1		34	(4)		(4)	30
- componente valutativa dei derivati su commodity	30	154	(6)		(18)					160				160
- differenze e derivati su cambi	7	(130)	17	(3)						(109)				(109)
- altro		7	9			23		(13)		26				26
Special item dell'utile operativo	154	33	88	79		35	5	60		454	(5)		(5)	449
Utile operativo adjusted	7.953	21	(273)	(45)	720	(153)	1.058	(105)	(183)	8.993	(1.058)	792	(266)	8.727
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(116)	26				(192)	12	4		(266)	(12)		(12)	(278)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	412	192	38	1	9		27			679	(27)		(27)	652
Imposte sul reddito ^(b)	(4.727)	(51)	71	14	(193)	61	(357)		68	(5.114)	357	(39)	318	(4.796)
Tax rate [%]	57,3	21,3	..		26,5		32,5			54,4				52,7
Utile netto adjusted	3.522	188	(164)	(30)	536	(284)	740	(101)	(115)	4.292	(740)	753	13	4.305
<i>di competenza:</i>														
- interessenze di terzi										658			7	665
- azionisti Eni										3.634			6	3.640
Utile netto di competenza azionisti Eni										3.801			10	3.811
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(644)				(644)
Esclusione special item										477			(4)	473
- oneri (proventi) non ricorrenti										69				69
- altri special item										408			(4)	404
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										3.634			6	3.640

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

(b) I valori escludono gli special item.

(€ milioni)

Esercizio 2011

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

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

(b) I valori escludono gli special item.

Dettaglio degli special item

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre	
		2011	2012
69	Oneri (proventi) non ricorrenti	69	
69	<i>di cui: sanzioni (utilizzi) a fronte di procedimenti antitrust, regolatori e altre</i>	69	
1.471	Altri special item	380	1.140
176	- oneri ambientali	38	39
1.031	- svalutazioni	265	1.164
(57)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(34)	(361)
88	- accantonamenti a fondo rischi	4	(9)
203	- oneri per incentivazione all'esodo	30	55
15	- componente valutativa dei derivati su commodity	160	
(85)	- differenze e derivati su cambi	(109)	183
100	- altro	26	69
1.540	Special item dell'utile operativo	449	1.140
87	Oneri (proventi) finanziari	111	(182)
	<i>di cui:</i>		
85	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo	109	(183)
(879)	Oneri (proventi) su partecipazioni	25	(897)
	<i>di cui:</i>		
(1.118)	- plusvalenze da cessione/rivalutazione		(842)
(1.044)	- di cui: asset del trasporto internazionale		
191	- svalutazioni		
12	Imposte sul reddito	(112)	96
	<i>di cui:</i>		
552	- adeguamento fiscalità differite su PSA		
(31)	- linearizzazione effetto fiscale dividendi Eni SpA e altro	71	16
(509)	- fiscalità su special item dell'utile operativo	(183)	80
760	Totale special item dell'utile netto	473	157

Dettaglio delle svalutazioni

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre		
		2011	2012	Var. ass.
893	Svalutazione asset materiali/immateriali	265	315	50
152	Svalutazione goodwill		849	849
(15)	Rivalutazioni			
1.030	Sub totale	265	1.164	899
1	Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti			
1.031	Totale svalutazioni	265	1.164	899

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 di euro)	31 dicembre 2011	30 giugno 2012	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	73.578	64.188	(9.390)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.433	2.431	(2)
Attività immateriali	10.950	6.021	(4.929)
Partecipazioni	6.242	6.858	616
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.740	1.519	(221)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.576)	(681)	895
	93.367	80.336	(13.031)
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	7.575	7.900	325
Crediti commerciali	17.709	16.378	(1.331)
Debiti commerciali	(13.436)	(12.026)	1.410
Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.503)	(5.034)	(1.531)
Fondi per rischi e oneri	(12.735)	(13.300)	(565)
Altre attività (passività) d'esercizio	281	2.045	1.764
	(4.109)	(4.037)	72
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.039)	(970)	69
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	206	15.154	14.948
CAPITALE INVESTITO NETTO	88.425	90.483	2.058
Patrimonio netto degli azionisti Eni	55.472	58.545	3.073
Interessenze di terzi	4.921	5.029	108
Patrimonio netto	60.393	63.574	3.181
Indebitamento finanziario netto	28.032	26.909	(1.123)
COPERTURE	88.425	90.483	2.058

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

Il deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2011 (cambio EUR/USD 1,259 al 30 giugno 2012, contro 1,294 al 31 dicembre 2011, -2,7%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 30 giugno 2012, un aumento del capitale investito netto di 1.270 milioni di euro, del patrimonio netto di 1.147 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di 123 milioni di euro.

Il **capitale investito netto** al 30 giugno 2012 ammonta a 90.483 milioni di euro con un incremento di 2.058 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011.

Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato (80.336 milioni di euro) è diminuito di

13.031 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011 per effetto della rilevazione degli asset della Snam e delle sue controllate nella voce "Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili". Le altre variazioni del periodo hanno riguardato gli incrementi per gli investimenti tecnici (5.647 milioni di euro) e per effetto cambio in parte compensati dagli ammortamenti e svalutazioni (5.741 milioni di euro). In aumento la voce partecipazioni (+616 milioni di euro) per effetto dell'iscrizione del maggior valore della partecipazione Galp a seguito della rilevazione del provento straordinario descritto nel commento ai risultati.

I debiti netti per attività di investimento/disinvestimento sono diminuiti per effetto della rilevazione del credito relativo alla cessione del 10% dell'interessenza Eni nel giacimento Karachaganak alla controparte di Stato kazakha KazMunaiGas per l'ammontare di 258 milioni di euro.

Capitale di esercizio netto

Il capitale di esercizio netto (-4.037 milioni di euro) è aumentato di 72 milioni di euro per effetto dell'incremento della voce debiti tributari e fondo imposte netto (-1.531 milioni di euro) dovuto allo stanziamento delle imposte di periodo e ad accantonamenti a fondo rischi (565 milioni di euro) per le revisioni di stima connesse alla riduzione dei tassi di sconto. In aumento la voce "Altre attività (passività) di esercizio" per effetto: (i) della riclassifica dei crediti e debiti diversi di Snam; (ii) del pagamento del debito verso i fornitori di gas in essere al 31 dicembre 2011 relativo all'importo dei volumi per i quali è maturato in capo a Eni l'obbligo di take-or-pay in adempimento ai relativi contratti di acquisto.

Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le discontinued operations e le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili (15.154 milioni di euro) riguardano principalmente Snam e le sue controllate per effetto della prospettata dismissione del 30% meno un'azione del capitale votante a Cassa Depositi e Prestiti e, per la partecipazione residua, mediante procedure di vendita non discriminatorie aperte al pubblico dei risparmiatori e degli investitori istituzionali, nonché asset non strategici delle divisioni Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing.

Indebitamento finanziario netto e leverage

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

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

(milioni di euro)	31 dicembre 2011	30 giugno 2012	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	29.597	31.954	2.357
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.495	6.971	476
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	23.102	24.983	1.881
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.500)	(4.640)	(3.140)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(37)	(31)	6
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(28)	(374)	(346)
Indebitamento finanziario netto	28.032	26.909	(1.123)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	60.393	63.574	3.181
Leverage	0,46	0,42	(0,04)

L'**indebitamento finanziario netto** del primo semestre 2012 di 26.909 milioni di euro è diminuito di 1.123 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011 per effetto, oltre che delle variazioni gestionali, dell'operazione di rifinanziamento con istituzioni creditizie terze di una parte del debito di Snam verso Eni per 1,5 miliardi di euro e del consolidamento sintetico secondo l'IFRS 5 della stessa Snam. Nel mese di luglio Snam ha proseguito nella sua azione di rifinanziamento del suo debito verso Eni che al 30 luglio si è ulteriormente ridotto di 1 miliardo di euro.

I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a 31.954 milioni di euro, di cui 6.971 milioni di euro a breve termine (comprensivi delle

quote in scadenza dei debiti finanziari a lungo termine di 3.024 milioni di euro) e 24.983 milioni di euro a lungo termine.

Il **leverage**, rapporto tra indebitamento finanziario e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi, è pari allo 0,42 al 30 giugno 2012 evidenziando una significativa riduzione rispetto a 0,46 al 31 dicembre 2011 dovuta all'incremento del patrimonio netto e all'effetto del consolidamento sintetico di Snam in base allo IFRS 5 in relazione ad un'operazione di rifinanziamento con istituzioni creditizie terze di una parte del debito intercompany (1,5 miliardi di euro).

Prospetto dell'utile complessivo

(milioni di euro)	Primo semestre	
	2011	2012
Utile netto	4.459	4.297
Altre componenti dell'utile complessivo:		
<i>Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	(2.374)	1.147
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	120	(25)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	(6)	8
<i>Quota di pertinenza delle altre componenti dell'utile complessivo delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	5	8
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo</i>	(48)	8
	(2.303)	1.146
Totale utile complessivo	2.156	5.443
di competenza:		
- azionisti Eni	1.549	4.962
- interessenze di terzi	607	481

Patrimonio netto

(milioni di euro)		
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2011		60.393
Totale utile complessivo di periodo	5.443	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.884)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(391)	
Cessione azioni proprie Saipem	22	
Altre variazioni	(9)	
Totale variazioni		3.181
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2012		63.574
di competenza:		
- azionisti Eni		58.545
- interessenze di terzi		5.029

Il **patrimonio netto** comprese le interessenze di terzi (63.574 milioni di euro) è aumentato di 3.181 milioni di euro. Tale incremento riflette l'utile complessivo di periodo (5.443 milioni di euro) dato dall'utile di conto economico di 4.297 milioni di euro e dalle diffe-

renze cambio da conversione positive rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo parzialmente compensati dalla riduzione per il pagamento dei dividendi di 2.275 milioni di euro (di cui 1.884 milioni di euro relativi al saldo dividendo 2011 di 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 2011	(milioni di euro)	Primo semestre		
		2011	2012	Var. ass.
7.877	Utile netto - continuing operations	4.476	4.038	(438)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>			
8.606	- ammortamenti e altri componenti non monetari	3.719	4.517	798
(1.176)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(34)	(370)	(336)
9.918	- dividendi, interessi e imposte	4.890	6.269	1.379
(1.696)	Variazione del capitale di esercizio	(65)	(293)	(228)
(9.766)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(4.596)	(5.821)	(1.225)
13.763	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	8.390	8.340	(50)
619	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	206	82	(124)
14.382	Flusso di cassa netto da attività operativa	8.596	8.422	(174)
(11.909)	Investimenti tecnici - continuing operations	(5.958)	(5.647)	311
(1.529)	Investimenti tecnici - discontinued operations	(657)	(493)	164
(13.438)	Investimenti tecnici	(6.615)	(6.140)	475
(360)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(128)	(306)	(178)
1.912	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	103	774	671
627	Altre variazioni relative all'attività di investimento	100	(574)	(674)
3.123	Free cash flow	2.056	2.176	120
41	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa ^(b)	(20)	(336)	(316)
1.104	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	113	3.577	3.464
(4.327)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.176)	(2.280)	(104)
10	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(48)	3	51
(49)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(75)	3.140	3.215

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre		
		2011	2012	Var. ass.
3.123	Free cash flow	2.056	2.176	120
	Debiti e crediti finanziari società acquisite		(2)	(2)
(192)	Debiti e crediti finanziari società disinvestite		(3)	(3)
(517)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	261	1.232	971
(4.327)	Flusso di cassa del capitale proprio	(2.176)	(2.280)	(104)
(1.913)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	141	1.123	982

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

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

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre		
		2011	2012	Var. ass.
	Investimenti:			
(21)	- titoli	(24)		24
(26)	- crediti finanziari	(43)	(350)	(307)
(47)		(67)	(350)	(283)
	Disinvestimenti:			
71	- titoli		7	7
17	- crediti finanziari	47	7	(40)
88		47	14	(33)
41	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(20)	(336)	(316)

Il **flusso di cassa netto da attività operativa delle continuing operations** è stato di 8.340 milioni di euro. Tale flusso di cassa e gli incassi da dismissioni di 774 milioni di euro hanno coperto i fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (5.647 milioni di euro) e finanziari (306 milioni di euro), relativi all'acquisizione di Nuon in Belgio e investimenti tramite joint venture, e al pagamento dei dividendi di 2.298 milioni di euro (1.884 milioni di euro relativi al saldo dividendo 2011 agli azionisti Eni) determinando unitamente

all'operazione di rifinanziamento con istituzioni creditizie terze di una parte del debito di Snam verso Eni ed al suo consolidamento sintetico secondo l'IFRS 5, una riduzione di 1.123 milioni di euro dell'indebitamento finanziario netto rispetto al 31 dicembre 2011. Le dismissioni hanno riguardato l'interessenza del 10% nel giacimento di Karachaganak (258 milioni di euro) e altri asset non strategici nel settore Exploration & Production.

Investimenti tecnici

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre			
		2011	2012	Var. ass.	Var. %
9.435	Exploration & Production	4.719	4.455	(264)	(5,6)
754	- acquisto di riserve proved e unproved	754	27		
1.210	- ricerca esplorativa	489	826		
7.357	- sviluppo	3.432	3.568		
114	- altro	44	34		
192	Gas & Power	68	85	17	25,0
184	- mercato	63	78		
8	- trasporto internazionale	5	7		
866	Refining & Marketing	316	290	(26)	(8,2)
626	- raffinazione, supply e logistica	249	228		
231	- marketing	61	47		
9	- altre attività	6	15		
216	Chimica	115	66	(49)	(42,6)
1.090	Ingegneria & Costruzioni	551	546	(5)	(0,9)
10	Altre attività	3	8	5	..
128	Corporate e società finanziarie	62	54	(8)	(12,9)
(28)	Effetto eliminazione utili interni	124	143	19	
11.909	Investimenti tecnici - continuing operations	5.958	5.647	(311)	(5,2)
1.529	Investimenti tecnici - discontinued operations	657	493	(164)	(25,0)
13.438	Investimenti tecnici	6.615	6.140	(475)	(7,2)

Nel primo semestre 2012, gli **investimenti tecnici delle continuing operations** di 5.647 milioni di euro hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (3.568 milioni di euro), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Congo, Kazakhstan, Angola ed Egitto, e le attività di ricerca esplorativa (826 milioni di euro), con investimenti concentrati per il 97% all'estero, in particolare in Mozambico, Ghana, Nigeria, Egitto, Indonesia e Stati Uniti;

- il settore Ingegneria & Costruzioni (546 milioni di euro) per l'upgrading della flotta;
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (228 milioni di euro) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, nonché la realizzazione e ristrutturazione di stazioni di servizio in Italia e all'estero (47 milioni di euro);
- iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (47 milioni di euro).

Principali informazioni finanziarie delle discontinued operations

Di seguito sono rappresentati i principali dati economico-finanziari delle discontinued operations al netto e al lordo delle partite intercompany.

Esercizio 2011	Snam - risultati transazioni con parti terze	(milioni di euro)	Primo semestre		Var. ass.
			2011	2012	
1.906	Totale ricavi		848	1.311	463
(1.274)	Costi operativi		(587)	(733)	(146)
632	Utile operativo		261	578	317
17	Oneri /proventi finanziari		12	9	(3)
697	Utile ante imposte		300	610	310
(771)	Imposte sul reddito		(317)	(351)	(34)
(74)	Utile netto		(17)	259	276
	<i>di cui:</i>				
(42)	- azionisti Eni		(10)	144	154
(32)	- interessenze di terzi		(7)	115	122
	Utile netto per azione			0,04	..
	Indebitamento finanziario netto		(59)	1.512	1.571
619	Flusso di cassa da attività operativa		206	82	(124)
(1.516)	Flusso di cassa da attività di investimento		(749)	(661)	88
(356)	Flusso di cassa da attività di finanziamento		(204)	1.290	1.494
1.529	Investimenti tecnici		657	493	(164)

Esercizio 2011	Snam - risultati transazioni con parti terze e gruppo	(milioni di euro)	Primo semestre		Var. ass.
			2011	2012	
3.662	Totale ricavi		1.794	1.863	69
(1.578)	Costi operativi		(741)	(789)	(48)
2.084	Utile operativo		1.053	1.074	21
(497)	Oneri /proventi finanziari		(130)	(234)	(104)
1.635	Utile ante imposte		950	863	(87)
(771)	Imposte sul reddito		(317)	(351)	(34)
864	Utile netto		633	512	(121)
	<i>di cui:</i>				
479	- azionisti Eni		351	284	(67)
385	- interessenze di terzi		282	228	(54)
0,13	Utile netto per azione		0,10	0,08	0,02
11.197	Indebitamento finanziario netto		10.671	11.734	1.063
1.572	Flusso di cassa da attività operativa		902	637	(265)
(1.655)	Flusso di cassa da attività di investimento		(824)	(676)	148
18	Flusso di cassa da attività di finanziamento		(104)	52	156
1.529	Investimenti tecnici		657	493	(164)

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

Stato patrimoniale riclassificato

(milioni di euro)		31 dicembre 2011		30 giugno 2012	
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			73.578		64.188
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			2.433		2.431
Attività immateriali			10.950		6.021
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni			6.242		6.858
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 5 e nota 11)		1.740		1.519
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.576)		(681)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 5)	169		227	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 13)	535		832	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 15)	(2.280)		(1.740)	
Totale Capitale immobilizzato			93.367		80.336
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			7.575		7.900
Crediti commerciali	(vedi nota 5)		17.709		16.378
Debiti commerciali	(vedi nota 15)		(13.436)		(12.026)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(3.503)		(5.034)
- passività per imposte sul reddito correnti		(2.092)		(1.839)	
- passività per altre imposte correnti		(1.896)		(2.805)	
- passività per imposte differite		(7.120)		(6.954)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 21)			(22)	
- attività per imposte sul reddito correnti		549		307	
- attività per altre imposte correnti		1.388		1.057	
- attività per imposte anticipate		5.514		5.067	
- altre attività per imposte	(vedi nota 13)	154		155	
Fondi per rischi ed oneri			(12.735)		(13.300)
Altre attività (passività), composte da:			281		2.045
- titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 4)	225		210	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 5)	468		432	
- altri crediti	(vedi nota 5)	6.059		6.990	
- altre attività (correnti)		2.326		1.944	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 13)	3.536		2.955	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 15)	(7.196)		(6.107)	
- altre passività (correnti)		(2.237)		(2.027)	
- altri debiti, altre passività	(vedi nota 21)	(2.900)		(2.352)	
Totale Capitale di esercizio netto			(4.109)		(4.037)
Fondi per benefici ai dipendenti			(1.039)		(970)
Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			206		15.154
composte da:					
- discontinued operations e attività destinate alla vendita		230		19.999	
- passività direttamente associabili a discontinued operations e attività destinate alla vendita		(24)		(4.845)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			88.425		90.483
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi			60.393		63.574
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			29.597		31.954
- passività finanziarie a lungo termine		23.102		24.983	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.036		3.024	
- passività finanziarie a breve termine		4.459		3.947	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(1.500)		(4.640)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 4)		(37)		(31)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 5)		(28)		(374)
Totale Indebitamento finanziario netto ^(a)			28.032		26.909
COPERTURE			88.425		90.483

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

Rendiconto finanziario riclassificato

(milioni di euro)	Primo semestre 2011		Primo semestre 2012	
Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile netto del periodo - continuing operations		4.476		4.038
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		3.719		4.517
- ammortamenti	3.763		4.577	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	265		1.164	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(255)		(342)	
- altre variazioni	(42)		(898)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	(12)		16	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(34)		(370)
Dividendi, interessi e imposte		4.890		6.269
- dividendi	(437)		(156)	
- interessi attivi	(49)		(48)	
- interessi passivi	360		420	
- imposte sul reddito	5.016		6.053	
Variazione del capitale di esercizio		(65)		(293)
- rimanenze	(840)		(621)	
- crediti commerciali	1.980		605	
- debiti commerciali	(1.503)		(1.098)	
- fondi per rischi e oneri	(20)		331	
- altre attività e passività	318		490	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(4.596)		(5.821)
- dividendi incassati	416		474	
- interessi incassati	4		25	
- interessi pagati	(555)		(542)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(4.461)		(5.778)	
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		8.390		8.340
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations		206		82
Flusso di cassa netto da attività operativa		8.596		8.422
Investimenti tecnici		(6.615)		(6.140)
- attività materiali	(5.871)		(5.086)	
- attività immateriali	(744)		(1.054)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(128)		(306)
- partecipazioni	(106)		(128)	
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(22)		(178)	
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		103		774
- attività materiali	85		727	
- attività immateriali	8		30	
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	1		(2)	
- partecipazioni	9		19	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		100		(574)
- investimenti finanziari: titoli	(40)			
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(620)		(608)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	60		(305)	
<i>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	67		350	
- disinvestimenti finanziari: titoli	52		32	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	518		332	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	110		(361)	
<i>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	(47)		(14)	
Free cash flow		2.056		2.176

segue **Rendiconto finanziario riclassificato**

(milioni di euro)

	Primo semestre 2011		Primo semestre 2012	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale				
Free cash flow		2.056		2.176
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		(20)		(336)
<i>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	(67)		(350)	
<i>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	47		14	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		113		3.577
- assunzione debiti finanziari non correnti	3.050		4.812	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(1.057)		(681)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(1.880)		(554)	
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.176)		(2.280)
- apporti netti di capitale proprio da terzi	27			
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.811)		(1.884)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(397)		(414)	
- acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(8)		(4)	
- cessione netta di azioni proprie diverse dalla controllante	13		22	
Effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(41)		9
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(7)		(6)
Flusso di cassa netto del periodo		(75)		3.140

Dati pro-forma: effetti del deconsolidamento di Snam

Schemi di bilancio pro-forma

I prospetti consolidati pro-forma sono stati redatti in conformità agli IFRS adottati dalla Commissione Europea apportando ai valori del conto economico consolidato del primo semestre 2012 e dello stato patrimoniale al 30 giugno 2012 le opportune rettifiche pro-forma per riflettere in maniera retroattiva gli effetti significativi dell'operazione di cessione da parte di Eni del 30% meno 1 azione del capitale votante di Snam SpA a Cassa Depositi e Prestiti e i conseguenti impatti economici e patrimoniali che comportano in base alle disposizioni degli IFRS: (i) la perdita del controllo di Eni su Snam e il relativo deconsolidamento; (ii) la rilevazione della quota di partecipazione mantenuta al suo valore di mercato (alla data di perdita del controllo) e la sua classificazione come attività disponibile per la vendita in quanto trattasi di "investimento finanziario"⁴.

Le rettifiche pro-forma sono state apportate adottando la regola generale secondo la quale le operazioni riferite allo stato patrimoniale si assumono perfezionate alla data di chiusura del periodo di riferimento (30 giugno 2012) e quelle riferite al conto economico si assumono perfezionate all'inizio del periodo di riferimento (1° gennaio 2012); pertanto i prospetti consolidati pro-forma vanno letti ed interpretati separatamente, senza ricercare collegamenti contabili tra i due documenti. In particolare i conti economici pro-forma riflettono solo gli effetti continuativi dell'operazione con esclusione delle plusvalenze derivanti dalla cessione e dalla rivalutazione della quota mantenuta in Snam, in quanto componenti una tantum dell'operazione che troveranno riconoscimento nel conto economico del periodo in cui l'operazione sarà realizzata.

La presentazione dei dati pro-forma ha la finalità di consentire al mercato e agli investitori di apprezzare gli effetti continuativi dell'Operazione sull'andamento economico e la situazione patrimoniale di Eni. Tali effetti determinano, fra l'altro, un miglioramento del

leverage (rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto di competenza Gruppo e non-controlling interest) in quanto la perdita di controllo di Eni su Snam determina: (i) il rimborso anticipato dei crediti vantati da Eni verso la stessa Snam con la conseguente riduzione dell'indebitamento netto; e (ii) l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni per effetto dei maggiori valori rilevati relativamente alla plusvalenza della quota ceduta e alla rivalutazione della quota mantenuta.

I dati pro-forma non riflettono dati prospettici poiché sono predisposti in modo da rappresentare in via esclusiva gli effetti isolabili e oggettivamente misurabili dell'operazione e i conseguenti impatti economici e patrimoniali, senza tener conto degli effetti potenziali dovuti a variazioni dei piani aziendali conseguenti all'operazione stessa.

I prospetti consolidati pro-forma di seguito indicati presentano:

- nella prima colonna ("Situazione contabile consolidata Eni al 30 giugno 2012"), lo stato patrimoniale consolidato al 30 giugno 2012 ed il conto economico consolidato per il semestre chiuso al 30 giugno 2012;
- nella seconda colonna ("Deconsolidamento Snam"), l'esclusione del Gruppo Snam dall'area di consolidamento e, per lo stato patrimoniale, l'iscrizione del valore dell'attivo netto del Gruppo Snam di competenza Eni alla voce "Altre partecipazioni";
- nella terza colonna ("Rapporti infragruppo"), i crediti e i debiti nonché i rapporti di costo e di ricavo relativi alle transazioni tra il Gruppo Eni ed il Gruppo Snam, che nella situazione contabile semestrale sono oggetto di elisione poiché rapporti infragruppo;
- nella quarta colonna ("Effetti dell'Operazione"), gli effetti patrimoniali ed economici della cessione delle Azioni;
- nella quinta colonna ("Situazione contabile consolidata pro-forma al 30 giugno 2012"), i prospetti consolidati pro-forma al 30 giugno 2012 derivanti dalla somma delle precedenti colonne.

(4) In particolare, ai sensi delle disposizioni dell'art. 2 del DPCM, successivamente alla perdita del controllo da parte di Eni su Snam, le partecipazioni detenute in Snam da parte di soggetti differenti da CDP sono assoggettate alle limitazioni dei diritti partecipativi previste dal modello di ownership unbundling di cui al Decreto legislativo 93/2011. In relazione a ciò, la partecipazione mantenuta si qualifica come investimento avente natura finanziaria.

Stato patrimoniale statutory pro-forma

(milioni di euro)	Bilancio consolidato Eni al 30 giugno 2012	Rettifiche pro-forma			Bilancio consolidato Eni pro-forma al 30 giugno 2012
		Deconsolidamento Snam	Rapporti infragruppo	Effetti dell'Operazione	
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	4.640	(15)	15	3.517	8.157
Altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita	241				241
Crediti commerciali e altri crediti	26.289	(2.024)	3.993		28.258
Rimanenze	8.120	(220)			7.900
Attività per imposte sul reddito correnti	311	(118)	318		511
Attività per altre imposte correnti	1.062	(7)	2		1.057
Altre attività correnti	1.990	(46)	398		2.342
	42.653	(2.430)	4.726	3.517	48.466
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	76.437	(12.249)			64.188
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	2.580	(149)			2.431
Attività immateriali	10.165	(4.144)			6.021
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	6.924	(375)			6.549
Altre partecipazioni	309	2.490		546	3.345
Altre attività finanziarie	1.316	(1)	6.821		8.136
Attività per imposte anticipate	5.646	(579)			5.067
Altre attività non correnti	4.014	(111)	66		3.969
	107.391	(15.118)	6.887	546	99.706
Attività destinate alla vendita	471				471
TOTALE ATTIVITÀ	150.515	(17.548)	11.613	4.063	148.643
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	3.958	(3.044)	3.049		3.963
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.025	(406)	405		3.024
Debiti commerciali e altri debiti	20.989	(1.391)	627		20.225
Passività per imposte sul reddito correnti	1.940	(276)	294	133	2.091
Passività per altre imposte correnti	2.818	(14)	1		2.805
Altre passività correnti	2.121	(103)	12		2.030
	34.851	(5.234)	4.388	133	34.138
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	26.483	(8.300)	6.800		24.983
Fondi per rischi e oneri	13.913	(613)			13.300
Fondi per benefici ai dipendenti	1.078	(108)			970
Passività per imposte differite	7.392	(438)		23	6.977
Altre passività non correnti	3.054	(1.105)	425		2.374
	51.920	(10.564)	7.225	23	48.604
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	170				170
TOTALE PASSIVITÀ	86.941	(15.798)	11.613	156	82.912
PATRIMONIO NETTO					
Interessenze di terzi	5.029	(1.750)			3.279
Patrimonio netto di Eni:					
Capitale sociale	4.005				4.005
Riserva cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	33				33
Altre riserve e utile del periodo	61.259			3.907	65.166
Azioni proprie	(6.752)				(6.752)
Acconto sul dividendo					
Totale patrimonio netto di Eni	58.545			3.907	62.452
TOTALE PATRIMONIO NETTO	63.574	(1.750)		3.907	65.731
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	150.515	(17.548)	11.613	4.063	148.643

Deconsolidamento Snam

La colonna "Deconsolidamento Snam" rappresenta l'esclusione del Gruppo Snam, consolidato con il metodo integrale al 30 giugno 2012, dall'area di consolidamento del Gruppo Eni, nonché la conseguente iscrizione del valore dell'attivo netto del Gruppo Snam di competenza Eni alla voce "Altre partecipazioni" pari a 2.490 milioni di euro. I valori indicati rappresentano il Gruppo Snam come realtà autonoma e pertanto includono sia i rapporti verso terzi sia verso il Gruppo Eni, sia le altre rettifiche operate in sede di consolidamento di Snam in Eni⁵.

Rapporti infragruppo

Nella terza colonna, denominata "Rapporti infragruppo", sono inclusi i crediti e i debiti relativi alle transazioni intercompany tra il Gruppo Eni ed il Gruppo Snam, oggetto di elisione in sede di situazione contabile consolidata al 30 giugno 2012, che per effetto del deconsolidamento sono considerate realizzate verso terzi.

In particolare, la principale rettifica pro-forma è rappresentata dall'incremento dei "Crediti commerciali e altri crediti" per 3.993 milioni di euro e altre attività finanziarie per 6.821 milioni di euro, riferiti principalmente a crediti finanziari concessi da Eni al Gruppo Snam per 10.239 milioni di euro (eliminati quale saldo infragruppo dalla situazione contabile consolidata al 30 giugno 2012). Tali crediti finanziari e gli strumenti finanziari connessi classificati nella voce "Altre attività correnti" di 398 milioni di euro sono stati classificati come correnti poiché, sulla base dei contratti in essere né è previsto il rimborso anticipato per effetto della perdita di controllo di Eni su Snam. Inoltre le voci "Passività finanziarie a breve termine" per 3.049 milioni di euro, "Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine" per 405 milioni di euro, "Passività finanziarie a lungo termine" per 6.800 milioni di euro rappresentano il ripristino dei debiti del Gruppo Snam verso Eni al 30 giugno 2012, elisi in sede di consolidamento in Eni ed evidenziati nella colonna "Deconsolidamento Snam".

Effetti dell'Operazione

La colonna "Effetti dell'Operazione" include gli effetti patrimoniali della cessione a CDP del 30% meno un'azione del capitale votante

Snam, come segue:

- la variazione della voce "Altre riserve e utile del periodo" relativa alla plusvalenza al netto dell'effetto fiscale, pari a 2.089 milioni di euro calcolata come differenza tra il corrispettivo dell'Operazione, pari a 3.517 milioni di euro, classificata nella voce "Disponibilità liquide ed equivalenti", ed il valore della corrispondente quota dell'attivo netto di pertinenza di Eni del Gruppo Snam oggetto della cessione, pari a 1.345 milioni di euro; l'effetto fiscale classificato alla voce "Passività per imposte sul reddito correnti", pari a 83 milioni di euro, è calcolato come differenza tra il corrispettivo e il valore fiscalmente riconosciuto della quota di partecipazione in Snam ceduta;
- l'incremento del valore della partecipazione residua in Snam per 1.891 milioni di euro, classificato nella voce "Altre riserve e utile del periodo" per 1.818 milioni di euro al netto dell'effetto fiscale, classificato nelle voci "Passività per imposte sul reddito correnti" pari a 50 milioni di euro e "Passività per imposte differite" pari a 23 milioni di euro. L'incremento del valore della partecipazione residua è stato determinato, in coerenza alle disposizioni dei principi contabili di riferimento, che nei casi di perdita del controllo e mantenimento di una quota di partecipazione (non di controllo) stabiliscono l'allineamento del valore dalla quota mantenuta al relativo fair value; il valore finale rappresenta il nuovo valore di iscrizione della partecipazione mantenuta e la base per la successiva applicazione dei criteri di rilevazione e valutazione applicabili. L'incremento del valore della partecipazione è stato determinato considerando la quotazione di borsa del titolo Snam alla data del 30 giugno 2012, corrispondente a 3,52 euro per azione.

Conseguentemente, la variazione della voce "Altre partecipazioni" di 546 milioni di euro deriva dalla differenza tra la rivalutazione della partecipazione residua in Snam (1.891 milioni di euro) e il valore della quota di attivo netto di pertinenza Eni nel Gruppo Snam oggetto di cessione (1.345 milioni di euro).

L'effetto fiscale determinato sulla plusvalenza da cessione e sulla rivalutazione della quota mantenuta tiene conto del regime di "Participation Exemption" di Snam secondo il quale tali plusvalori sono soggetti ad imposizione con l'aliquota IRES del 38% limitatamente al 5% del loro ammontare.

(5) Ai fini di rappresentare il Gruppo Snam come realtà autonoma, è necessario non considerare l'attivo netto iscritto alla voce "Altre Partecipazioni" (2.490 milioni di euro) che rappresenta la sintesi dell'interessenza di Eni nel Gruppo Snam prima degli effetti dell'Operazione.

Conto economico pro-forma

(milioni di euro)	Bilancio consolidato Eni I semestre 2012	Rettifiche pro-forma			Bilancio consolidato Eni pro-forma I semestre 2012
		Deconsolidamento Snam	Rapporti infragruppo	Effetti dell'Operazione	
RICAVI					
Ricavi della gestione caratteristica	64.056	(1.791)	1.495		63.760
Altri ricavi e proventi	1.209	(72)	(385)		752
Totale ricavi	65.265	(1.863)	1.110		64.512
COSTI OPERATIVI					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	46.518	(325)	1.110		47.303
Costo lavoro	2.455	(180)			2.275
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(372)				(372)
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	6.025	(284)			5.741
UTILE OPERATIVO	9.895	(1.074)			8.821
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI					
Proventi finanziari	6.212	(2)	133		6.343
Oneri finanziari	(6.623)	126	(133)	58	(6.572)
Strumenti derivati	(200)	110			(90)
	(611)	234		58	(319)
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI					
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	365	(23)			342
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	1.052				1.052
	1.417	(23)			1.394
UTILE ANTE IMPOSTE	10.701	(863)		58	9.896
Imposte sul reddito	(6.404)	351		(22)	(6.075)
Utile netto	4.297	(512)		36	3.821
<i>di competenza:</i>					
- azionisti Eni	3.844	(284)		36	3.596
- interessenze di terzi	453	(228)			225
	4.297	(512)		36	3.821
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontari in euro per azione)					
- semplice	1,06	(0,08)		0,01	0,99
- diluito	1,06	(0,08)		0,01	0,99

Rapporti infragruppo

Ai fini della redazione del conto economico consolidato pro-forma per il semestre chiuso al 30 giugno 2012, nella colonna denominata "Rapporti infragruppo" sono incluse le rettifiche pro-forma relative agli effetti economici delle transazioni tra il Gruppo Eni e il Gruppo Snam, per le attività che ci si attende continuino anche dopo l'Operazione. Gli effetti economici di tali transazioni sono oggetto di eliminazione nell'ambito del consolidato del Gruppo Eni, mentre sono ripristinati nei prospetti consolidati pro-forma, in quanto per effetto del deconsolidamento sono considerate realizzate verso terzi in coerenza con la vista di Snam come entità autonoma.

Di seguito vengono illustrate le suddette scritture di rettifica pro-forma:

- la variazione della voce "Ricavi della gestione caratteristica", pari a 1.495 milioni di euro per il primo semestre 2012 include:
 - (a) 938 milioni di euro relativi al ripristino dei ricavi realizzati dal Gruppo Snam verso il Gruppo Eni elisi nella colonna "Deconsolidamento Snam" a fronte principalmente della fornitura di servizi di trasporto, rigassificazione, stoccaggio e

distribuzione di gas naturale sulla base delle tariffe stabilite dalla AEEG che continueranno a essere prestati secondo i termini previsti dalla normativa applicabile riflessi negli accordi contrattuali ad oggi in essere;

- (b) 557 milioni di euro a ricavi del Gruppo Eni nei confronti delle società del Gruppo Snam principalmente afferenti a vendita di gas per le attività di bilanciamento;
- la voce "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi", pari a 1.110 milioni di euro, è principalmente afferente ai costi sostenuti dal Gruppo Eni nei confronti del Gruppo Snam per i servizi forniti da questa descritti al punto precedente;
 - la voce "Proventi finanziari", pari a 133 milioni di euro, include gli interessi attivi maturati dal Gruppo Eni nei periodi considerati nei confronti del Gruppo Snam derivanti dal rapporto di finanziamento descritto in precedenza. La voce "Oneri Finanziari" pari a 133 milioni di euro rappresenta il ripristino degli oneri del Gruppo Snam verso il Gruppo Eni elisi in sede di consolidamento in Eni ed evidenziati nella colonna "Deconsolidamento Snam".

Effetti dell'operazione

Gli effetti economici continuativi della cessione della partecipazione in Snam sono rappresentati dal decremento degli oneri finanziari di 58 milioni di euro connesso all'impiego della liquidità conseguente all'incasso da parte di Eni del corrispettivo dell'Operazione da CDP, convenzionalmente collocato al 1° gennaio 2012. Il beneficio è stato determinato considerando il costo medio ponderato dell'esposizione di gruppo in euro pari al 3,3% per il primo semestre 2012. L'effetto fiscale è stato determinato applicando al provento l'aliquota statutory IRES del 38%.

Il conto economico pro-forma del primo semestre 2012 evidenzia una riduzione dell'utile netto di competenza Eni di 248 milioni di euro derivante dal venir meno della contribuzione del Gruppo Snam (284 milioni di euro) all'utile Eni, in parte compensato dai minori oneri finanziari derivanti dal corrispettivo della cessione pari a 36 milioni di euro (al netto del relativo effetto fiscale).

Il prospetto di stato patrimoniale pro-forma riclassificato viene presentato al fine di rappresentare in modo sintetico:

- i crediti finanziari vantati da Eni nei confronti di Snam a fronte dei finanziamenti infragruppo in essere pari a 10.239 milioni di euro. Si precisa che, in considerazione della loro qualificazione come correnti i crediti in esame sono stati portati a riduzione dell'indebitamento finanziario netto coerentemente allo schema di posizione finanziaria netta indicato dalla Consob nella Comunicazione n. DEM/6064293 del 28/07/2006 che recepisce le raccomandazioni del "Committee of European Securities Regulators" (CESR) del febbraio 2005;
- la riduzione dell'indebitamento finanziario netto del Gruppo Eni dovuto all'incasso del corrispettivo relativo all'operazione pari ad 3.517 milioni di euro;
- la variazione del leverage che passa dal valore di consuntivo di 0,45 al valore del dato pro-forma di 0,20.

Stato patrimoniale pro-forma riclassificato

(milioni di euro)	Bilancio consolidato Eni al 30 giugno 2012	Rettifiche pro-forma			Bilancio consolidato Eni pro-forma al 30 giugno 2012
		Deconsolidamento Snam	Rapporti infragruppo	Effetti dell'Operazione	
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	76.437	(12.249)			64.188
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.580	(149)			2.431
Attività immateriali	10.165	(4.144)			6.021
Partecipazioni	7.233	2.115		546	9.894
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.520	(1)			1.519
Debiti netti relativi all'attività d'investimento	(854)	258	(63)		(659)
	97.081	(14.170)	(63)	546	83.394
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	8.120	(220)			7.900
Crediti commerciali	17.847	(1.799)	525		16.573
Debiti commerciali	(12.650)	778	(486)		(12.358)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(4.997)	24	25	(156)	(5.104)
Fondi per rischi e oneri	(13.913)	613			(13.300)
Altre attività e passività di esercizio	1.283	1.182	(1)		2.464
	(4.310)	578	63	(156)	(3.825)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.078)	108			(970)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	301				301
CAPITALE INVESTITO NETTO	91.994	(13.484)		390	78.900
Patrimonio netto degli azionisti Eni	58.545			3.907	62.452
Interessenze di terzi	5.029	(1.750)			3.279
Patrimonio netto	63.574	(1.750)		3.907	65.731
Debiti finanziari e obbligazioni	33.466	(11.750)	10.254		31.970
Disponibilità liquide ed equivalenti	(4.640)	15	(15)	(3.517)	(8.157)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(31)				(31)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(375)	1	(10.239)		(10.613)
Indebitamento finanziario netto	28.420	(11.734)		(3.517)	13.169
COPERTURE	91.994	(13.484)		390	78.900
Leverage	0,45	6,71		(0,90)	0,20

Fattori di rischio e incertezza

Premessa

I principali rischi d'impresa identificati, monitorati e gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio di mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di interesse e dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa; (ii) il rischio di credito derivante dalla possibilità di default di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine; (iv) il rischio Paese nell'attività oil&gas; (v) il rischio operation; (vi) i rischi del contesto competitivo nel settore della commercializzazione del gas; (vii) i rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi. La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee Guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). La parte fondamentale di tale "policy" è la gestione integrata e accentrata del rischio di prezzo commodity e l'adozione di strategie di Asset Backed Trading per ottimizzare l'esposizione di Eni a tali rischi.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee Guida" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International, Eni Finance USA e Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni, nonché la negoziazione dei certificati di emission trading. Il rischio di prezzo delle commodity è trasferito dalle singole unità di business (Divisioni/Società) alla Direzione Trading di Eni, mentre Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei relativi derivati di copertura (attività di execution). I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Non sono consentite operazioni in strumenti derivati su tassi di interesse o tassi di cambio aventi finalità speculative. Per quanto attiene la gestione del rischio prezzo commodity, gli strumenti finanziari derivati su commodity

di cui è ammessa l'esecuzione riguardano le seguenti tipologie:

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

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

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e in termini di Value at Risk (VaR), metodo che fornisce una rappresentazione dei rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto

al rischio, dato un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato, tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio.

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

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

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

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

Rischio di tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti: sul risultato economico individuale per effetto della differente significatività di costi e ricavi

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

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

Rischio di tasso d'interesse

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

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e vi-

ceversa. L'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (future) e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over The Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori spe-

cifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

La seguente tabella riporta i valori registrati nel primo semestre 2012 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2011) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity, per aree omogenee (tenuto conto della valuta prevalentemente utilizzata per la valorizzazione di mercato delle commodity energetiche, i valori di VaR sono espressi in dollari USA).

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

(milioni di euro)	2011				I semestre 2012			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse ⁽¹⁾	5,34	1,07	2,65	2,92	4,47	1,41	2,87	2,80
Tasso di cambio ⁽¹⁾	0,85	0,15	0,44	0,34	1,25	0,14	0,48	0,34

(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 (a partire da febbraio 2010).

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

	2011				I semestre 2012			
	(milioni di dollari)				(milioni di euro) ⁽²⁾			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti ⁽³⁾	56,92	11,64	32,90	11,64	35,70	7,59	22,94	7,59
Area Gas & Power ⁽⁴⁾	100,04	31,58	57,54	66,08	67,41	32,79	48,39	60,41

(2) A seguito della revisione delle "Linee Guida Eni in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari" approvata dal CdA, a partire da gennaio 2012, i valori di VaR, precedentemente in dollari, sono calcolati in euro.

(3) I valori relativi al VaR dell'area oil prodotti comprendono le seguenti business unit: Divisione Refining & Marketing, Versalis ed Eni Trading & Shipping.

(4) I valori relativi al VaR dell'area Gas & Power comprendono le seguenti business unit: Divisione Gas & Power e Tigàz.

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Relativamente al rischio di controparte in contratti di natura commerciale la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee Guida" individuano come obiettivo di risk management l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e

basate sul rating fornito dalle principali Agenzie. Il rischio è gestito dalle Strutture di Finanza Operativa Eni, da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e divisioni limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari a partire dall'esercizio 2008 ha determinato l'adozione di più stringenti disposizioni, quali la diversificazione del rischio e la rotazione delle controparti finanziarie, e di selettività per le operazioni in strumenti derivati di durata superiore a tre mesi.

Rischio liquidità

Il rischio di 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 impe-

gni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolubilità che pone a rischio la continuità aziendale. L'obiettivo di risk management Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di livello percentuale massimo di leverage e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a medio/lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a medio/lungo termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per Eni, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha mantenuto accesso a un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi nonostante il quadro di riferimento esterno, in cui permangono irrigidimenti del mercato del credito e tensioni negli spread applicati. Gli interventi realizzati in attuazione del "Piano Finanziario" hanno consentito di fronteggiare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, grazie alla flessibilità nelle forme di provvista, privilegiando la raccolta cartolare e la diversificazione dei mercati. In particolare, nel corso del semestre, sono stati emessi tre bond, riservati agli investitori istituzionali, per un ammontare complessivo di 1,82 miliardi di euro, tutti a tasso fisso e con maturity media di 8 anni.

Le policy sono state orientate non solo a garantire risorse finanziarie disponibili sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza ma anche ad assicurare la disponibilità di un

adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni e a perseguire il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito nonché attraverso un'adeguata struttura degli affidamenti bancari, in particolare committed. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Alla data del 30 giugno 2012, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di 10.756 milioni di euro, di cui 2.141 milioni di euro committed; le linee di credito a lungo termine committed, pari a 5.695 milioni di euro, risultano utilizzate. Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, calcolati sulla base delle normali condizioni di mercato. Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a 15 miliardi di euro; di essi, circa 12,25 miliardi di euro sono stati già collocati al 30 giugno 2012. Il Gruppo mantiene uno standing creditizio elevato con rating Standard & Poor's A per il debito a lungo termine e A-1 per il breve, outlook negativo; rating Moody's A3 per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve, outlook negativo.

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

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie

(milioni di euro)	Anni di scadenza						Anni successivi	Totale
	2012	2013	2014	2015	2016	2017		
Passività finanziarie	6.497	4.172	6.257	2.069	1.349	11.428	31.772	
Passività per strumenti derivati	1.590	224	115	218	2	144	2.293	
	8.087	4.396	6.372	2.287	1.351	11.572	34.065	
Interessi su debiti finanziari	331	820	728	625	560	1.961	5.025	
Garanzie finanziarie	261						261	

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

(milioni di euro)	Anni di scadenza		Totale
	2012	Anni successivi	
Debiti commerciali	12.026		12.026
Altri debiti e anticipi	7.847	68	7.915
	19.873	68	19.941

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 tavola che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

(milioni di euro)	Anni di scadenza						Anni successivi	Totale
	2012	2013	2014	2015	2016			
Contratti di leasing operativo non annullabili ⁽¹⁾	499	612	476	274	177	397	2.435	
Costi di abbandono e ripristino siti ⁽²⁾	46	250	313	88	169	13.620	14.486	
Costi relativi a fondi ambientali ⁽³⁾	198	283	224	153	60	911	1.829	
Impegni di acquisto ⁽⁴⁾	12.727	21.220	19.628	18.965	17.041	182.903	272.484	
- Gas								
Take-or-pay	11.511	19.800	18.381	17.775	15.903	173.978	257.348	
Ship-or-pay	558	1.034	936	893	848	5.817	10.086	
- Altri impegni di acquisto con clausole take-or-pay e ship-or-pay	90	170	181	177	166	1.111	1.895	
- Altri impegni di acquisto ⁽⁵⁾	568	216	130	120	124	1.997	3.155	
Altri impegni	3	4	4	4	3	123	141	
- Memorandum di intenti Val d'Agri	3	4	4	4	3	123	141	
	13.473	22.369	20.645	19.484	17.450	197.954	291.375	

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

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

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

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

(5) Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per 2.520 milioni di euro.

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma di investimenti tecnici e in partecipazioni di 59,6 miliardi di euro. Nella tavola che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del mana-

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

Gli ammontari indicati comprendono gli impegni per i progetti di investimenti ambientali presentati nella proposta di transazione con il MATTM (600 milioni di euro).

Impegni per investimenti

(milioni di euro)	Anni di scadenza					2016 e anni successivi	Totale
	2012	2013	2014	2015			
Impegni per major projects	6.103	6.275	5.013	3.309	12.286	32.986	
Impegni per altri investimenti	7.411	5.446	3.498	2.709	3.073	22.137	
	13.514	11.721	8.511	6.018	15.359	55.123	

Rischio Paese

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

Al 31 dicembre 2011 circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi di Eni erano localizzate in tali Paesi. Analogamente, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas di Eni proviene da Paesi al di fuori dell'Unione Europea o dell'America Settentrionale. Nel 2011 circa il 60% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da tali Paesi. Evoluzioni del quadro politico, crisi economiche, conflitti sociali interni possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche in tali Paesi, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas. Ulteriori rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei

diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset Eni, disinvestimenti forzosi ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni. Eni monitora periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economica-finanziaria e della selezione degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integrante. Va peraltro segnalato che nel recente passato modifiche penalizzanti del quadro normativo, in particolare quello di natura fiscale, si sono verificate o sono state annunciate anche in Paesi dell'UE e dell'America Settentrionale.

Diversi Paesi detentori di riserve di idrocarburi in Africa Settentrionale e Medio Oriente hanno attraversato nel corso del 2011 una fase di estrema instabilità politica che ha portato a cambiamenti di governo, tensioni interne, disordini e conflitti con pesanti ripercussioni sull'attività economica. Tali instabilità pur in maniera attenuata sono previste continuare nel 2012 unitamente ai rischi geopolitici connessi ai rapporti tra l'Occidente e alcuni Paesi del Medio Oriente oggetto di sanzioni da parte degli USA e dell'UE. In Africa Settentrionale è localizzato circa il 30% delle riserve certe Eni alla data del bilancio 2011. La presenza Eni in Iran è ormai marginale. Nel corso del primo semestre 2012 Eni ha progressivamente ripristinato i livelli di produzione in Libia, dove nel 2011 a causa del conflitto interno la Società era stata costretta a sospendere la quasi totalità delle attività operative e le esportazioni di gas per un periodo di circa 8 mesi con pesanti ripercussioni sui volumi e i risultati operativi dell'esercizio. Nel primo semestre 2012 gli impianti Eni in Libia hanno erogato circa 240 mila boe/giorno; il management prevede nel corso del secondo semestre il recupero della produzione al livello ante-crisi.

Rischio operation

Le attività industriali svolte da Eni in Italia e all'estero sono soggette al rispetto delle norme e dei regolamenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza validi all'interno del territorio in cui opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere gli obblighi previsti costituiscono una voce di costo significativa negli attuali esercizi e in quelli futuri. La violazione delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in specifici casi di violazione della normativa sulla salute, sulla sicurezza e sull'ambiente, sanzioni a carico delle aziende, secondo un modello europeo di responsabilità dell'impresa recepito integralmente anche in Italia con il D.Lgs. 121/2011 che modifica ulteriormente il D.Lgs. 231/2001, estendendo la disciplina della responsabilità amministrativa dell'ente ai reati in materia ambientale. Per la tutela dell'ambiente, le norme prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo e la corretta gestione dei rifiuti prodotti, oltre che la conservazione degli habitat e dei servizi ecosistemici ad essi correlati, imponendo ai gestori prescrizioni sempre più rigorose e stringenti in termini di misure di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento.

Il recepimento della direttiva IED (Industrial Emissions Directive) 2010/75/UE, previsto per gennaio 2013, e l'applicazione dei vincoli derivanti dalle BAT (Best Available Techniques) conclusion, associate ai singoli documenti Bref (documenti di riferimento per le BAT) per settore di attività, avranno un forte impatto sulle installazioni ricadenti in ambito IPPC (Integrated Pollution Prevention and Control), in particolare per gli impianti Eni di vecchia data.

Il rispetto della biodiversità e la salvaguardia dei servizi ecosistemici costituiscono un requisito imprescindibile per l'attività di prospezione, ricerca e produzione di idrocarburi, anche a seguito della crescente attenzione del legislatore con la pubblicazione di strumenti specifici, quali il D.Lgs. 5/2012 recante "Disposizioni urgenti in materia di semplificazioni e di sviluppo", che prevede l'estensione del campo di applicazione dell'AIA a tutti gli impianti off-shore con

l'intento di disciplinare le modalità di attuazione delle prescrizioni richieste nella conduzione di questa tipologia di operazioni.

Va segnalato il ricorso sempre più frequente da parte delle autorità locali alla procedura VIS (Valutazione Impatto Sanitario), fortemente correlata agli aspetti ambientali, che sarà necessariamente integrata con gli altri procedimenti di VAS (Valutazione Ambientale Strategica) e VIA (Valutazione di Impatto Ambientale). Le diverse metodologie di valutazioni VAS, VIA e VIS costituiscono un corpo unico di valutazione a trecentosessanta gradi di tutti i possibili effetti sulla salute di opere/infrastrutture e/o politiche di gestione del territorio.

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

In data 24 luglio 2012 è stata pubblicata sulla G.U.UE la Direttiva 2012/18/UE del 4 luglio 2012 sul controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose, destinata ad abrogare e sostituire la direttiva 96/82/CE. In base alla nuova direttiva, entro il 1° giugno 2015 gli Stati membri dovranno adottare le nuove regole per il controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose. Il provvedimento prevede la riformulazione della classificazione delle sostanze pericolose alla luce degli ultimi regolamenti comunitari, la possibilità di modulare il campo di applicazione della normativa in relazione all'effettiva pericolosità delle medesime, l'ampliamento delle informazioni da mettere a disposizione delle Autorità competenti e del pubblico interessato.

Inoltre, in caso di mancata applicazione degli adempimenti previsti sono definite pesanti sanzioni sia di tipo amministrativo che penale fino ad arrivare alla sospensione della produzione e commercializzazione.

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, attribuendo a questi efficacia esimente della responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro. Eni ha reso obbligatoria l'adozione di tali sistemi in tutte le sue società che gestiscono un elevato rischio HSE. Le strategie e le azioni Eni per la salute, la sicurezza e l'ambiente sono realizzate in accordo con quanto stabilito nelle policy aziendali (emanate ad aprile 2011) e declinate nella nuova Management System Guideline HSE (MSG). Il processo descritto nella MSG ha lo scopo di garantire una gestione operativa fondata sul principio della precauzione e che assicuri la massima efficacia nella prevenzione, gestione e controllo dei rischi in ambito HSE. La nuova MSG descrive in modo chiaro ruoli e responsabilità dei diversi livelli organizzativi, disciplina le attività previste nei processi HSE e la loro interazione con gli altri processi aziendali e diffonde metodologie e criteri comuni all'interno di Eni. La MSG, basata su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo e riesame dei risultati, è orientata alla prevenzione e protezione dei rischi, al controllo della

gestione HSE secondo un ciclo di miglioramento continuo.

Il processo continuo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi è alla base della gestione HSE in tutte le fasi di attività di ciascuna unità di business. Esso si attua attraverso l'adozione di sistemi di gestione che tengono conto della specificità delle attività, dei siti e del costante miglioramento degli impianti e dei processi. Progressivamente Eni sta andando a copertura di tutti i siti operativi con l'acquisizione delle certificazioni OHSAS 18001 e ISO 14001. È previsto il completamento del piano di certificazione OHSAS 18001 per i siti a significativo rischio HSE entro il 2013. Il sistema di controllo dei rischi HSE è basato sul monitoraggio periodico degli indicatori HSE (a cadenza trimestrale, semestrale e annuale) e su un piano strutturato di audit a copertura di tutti i siti, secondo le seguenti tipologie:

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

L'attività di codificazione delle fasi operative consente di raggiungere, con sempre maggiore efficacia, il risultato di una riduzione del rischio industriale connesso all'errore umano nella gestione dell'impianto. Eni pone particolare enfasi alla sicurezza di processo e all'asset integrity, anche attraverso incontri di sensibilizzazione del middle management e la diffusione capillare di strumenti di verifica selettivi quali audit e verifiche specifiche. Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite dalle unità di business a livello di sito, con una propria organizzazione che predispone per ciascun possibile scenario un piano di risposta per limitare i danni e con l'individuazione dei ruoli e delle risorse deputate all'attuazione. In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Corporate che supporta le Divisioni e Società nella gestione dell'evento, attraverso un team specialistico che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interni e esterni a Eni.

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

In particolare, gli sversamenti di petrolio o altri danni all'ambiente sono coperti in base alle polizze stipulate per oneri per bonifiche, danni a terzi e contenimento del danno fino a un massimo di 1,1 miliardi di dollari per incidenti offshore e 1,5 miliardi di dollari per l'onshore (le raffinerie). A queste si aggiungono polizze assicurative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: 1 miliardo di dollari per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping e delle FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore; 500 milioni

di dollari nel caso di noleggio di time charter.

A seguito dell'incidente occorso nel 2010 nell'offshore profondo del Golfo del Messico, il governo statunitense e i governi di altri Paesi hanno adottato regolamentazioni più stringenti in tema di attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi. Al fine di garantire la massima sicurezza delle proprie operazioni nel Golfo, Eni ha aderito al consorzio guidato dalla società Helix che ha partecipato alle operazioni di contenimento del pozzo Macondo. Il sistema denominato Helix Fast Response System (HFRS) effettua le operazioni di contenimento sottomarino dei pozzi in eruzione, l'evacuazione in superficie degli idrocarburi e il loro stivaggio e trasporto alla costa. Eni in consorzio con le principali major ha attivato un agreement con Wild Well Control, per l'utilizzo del "Global Subsea Well Containment equipment". L'attrezzatura è in grado di essere trasportata per via aerea in tutte le regioni ove Eni ha operazioni deep water.

In ambito italiano, il legislatore, con il D.Lgs. 128/2010 che modificava l'art. 6, comma 17, del D.Lgs. 152/2006, tuttora in vigore, ha introdotto alcune restrizioni alle attività di ricerca ed estrazione degli idrocarburi mantenendo tuttavia l'efficacia dei titoli abilitativi in essere alla data di entrata in vigore del decreto stesso. L'art. 6 comma 16 del D.Lgs. 152/2006 è stato parzialmente rivisto dall'art. 35 del D.Lgs. 83 del 22 giugno 2012. La nuova norma dispone l'esclusione dal divieto alle attività di ricerca ed estrazione nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalla costa, per le istanze di concessione di coltivazione idrocarburi, già formalmente presentate alla data di introduzione del D.Lgs. 128/2010. In seguito all'incidente di Macondo a livello europeo è in avanzata fase di discussione una proposta di Regolamento delle attività di esplorazione e produzione offshore di petrolio e gas avente lo scopo di sostituire le esistenti legislazioni nazionali ed uniformare l'approccio legislativo a livello europeo.

Il 25 marzo 2012 si è verificata una fuoriuscita di gas durante lo svolgimento di operazioni di pozzo presso una piattaforma produttiva del giacimento di Elgin/Franklin (Eni 21,87%) localizzato nel mare del Nord inglese e operato da altra compagnia petrolifera internazionale. La fuoriuscita di gas è stata completamente eliminata il 15 Maggio. Eni continua a monitorare la situazione per valutare possibili passività che potrebbero derivare dall'accaduto.

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

Le prospettive del settore europeo del gas rimangono sfavorevoli alla luce del continuo deterioramento dei fondamentali. Nel primo semestre 2012 la domanda gas in Italia ed Europa ha risentito degli effetti della recessione economica e della crisi dei consumi per la produzione termoelettrica con flessioni rispettivamente del 5% e del 7% (nei principali mercati europei). L'andamento nel segmento termoelettrico riflette sia il calo dell'attività produttiva sia la competizione da altre fonti: la crescita della produzione da energie rinnovabili e la maggiore competitività del carbone nell'alimentazione delle centrali dovuta al costo della materia prima su minimi storici e all'abbondanza dei certificati di emissione, nonché allo stallo delle politiche comunitarie volte a incentivare l'uso del gas come "fuel of choice" nella produzione elettrica. Si ritiene che tali fattori continueranno a incidere negativamente sulla domanda gas nella seconda metà del 2012. In tale scenario il management rivede al ribasso le

previsioni di crescita della domanda per l'intero 2012: per l'Italia da un incremento pianificato del 2% a un calo di circa il 4% considerata la forte contrazione del primo semestre; per l'Europa le previsioni di crescita iniziali sono state più che dimezzate.

Nonostante un certo allentamento dei flussi di GNL verso l'Europa, dovuto alla crescente richiesta da parte delle economie asiatiche, le ridotte opportunità di vendita a causa della contrazione della domanda hanno spinto gli operatori europei a competere in maniera aggressiva sul pricing, considerati i vincoli minimi di prelievo fissati dai contratti di approvvigionamento take-or-pay e la liquidità dei mercati spot continentali. Inoltre la pressione competitiva è alimentata dalla crescente integrazione delle aree di consumo nazionali grazie all'interconnessione delle reti di trasporto e dalla nuova fase del processo europeo di liberalizzazione. Di tale situazione beneficiano i clienti, in particolare di grandi dimensioni ed evoluti, che fanno leva sulla disponibilità di gas spot per ottenere condizioni economiche e di flessibilità più vantaggiose. Anche in Italia i prezzi di vendita del gas tendono a convergere progressivamente verso i prezzi spot rilevati agli hub continentali sia nel segmento grandi clienti sia nel settore residenziale per effetto delle recenti misure di liberalizzazione varate dal Governo (v. rischi di regolamentazione). Tali cambiamenti strutturali dello scenario competitivo hanno determinato il significativo ridimensionamento degli economics del settore, reso ancora più marcato dall'attuale fase di debolezza congiunturale. In particolare la redditività degli operatori è penalizzata dalla continua flessione dei margini di commercializzazione del gas a causa dell'andamento divergente tra il costo d'acquisto indicizzato al prezzo del petrolio e dei suoi derivati nelle formule take-or-pay, e la contenuta dinamica dei prezzi di vendita spot, riferimento prevalente nelle contrattazioni bilaterali di fornitura, che sono influenzati dall'incontro di domanda e offerta. Il management prevede che nel secondo semestre 2012 e nei successivi due/tre anni il debole andamento della domanda a causa del quadro economico recessivo, il permanere di offerta abbondante e la forte pressione competitiva con conseguente erosione dei margini costituiranno fattori di rischio per la performance dell'attività Mercato di Eni, con impatti negativi attesi sui risultati operativi e sui cash flow futuri del business, anche in relazione agli obblighi di take-or-pay previsti dai contratti di approvvigionamento di lungo termine (v. Fattore di rischio successivo).

Guardando al lungo termine, il management prevede la progressiva chiusura del differenziale tra il costo "oil-linked" dell'approvvigionato e i prezzi di vendita spot sebbene in misura inferiore rispetto alle assunzioni del bilancio 2011. La domanda gas in Italia ed Europa è confermata in moderata crescita nei prossimi anni, sostenuta dalla ripresa economica dell'Eurozona e dalla migliore performance ambientale del gas nella produzione termoelettrica rispetto agli altri fuels. Il riequilibrio dell'oversupply nel mercato europeo beneficerà della crescita della domanda di GNL da parte delle economie asiatiche e dei Paesi emergenti dell'America Latina e del progressivo declino della produzione interna, attenuati dall'avvio di importanti progetti di importazione gas via pipeline (in particolare la grande dorsale del Mar Baltico attesa in piena operatività dal quarto trimestre 2012 con 55 miliardi di metri cubi/anno di capacità di trasporto).

Sulla base dell'evoluzione attesa dello scenario competitivo del settore a breve e lungo termine e assumendo ridimensionate prospettive di redditività del business gas Eni riflesse nell'aggiornamento del piano industriale e delle proiezioni a vita intera dei flussi

di cassa futuri, il management ha rilevato la svalutazione di 849 milioni di euro del goodwill allocato alla cash generating unit Mercato Europeo nei conti semestrali al 30 giugno 2012. Il principale driver è costituito dalla revisione al ribasso dei margini attesi sui volumi rilevanti ai fini della valutazione, previsti a un livello inferiore di circa il 50% rispetto alle assunzioni del piano industriale adottate dal management nel bilancio 2011. Per preservare la redditività del business gas nell'attuale fase depressa del settore, il management Eni è impegnato nella rinegoziazione dai contratti di approvvigionamento take-or-pay con i fornitori (formule prezzo e flessibilità di prelievo). I benefici attesi di tali rinegoziazioni sono riflessi nelle proiezioni economico-finanziarie adottate in sede di impairment review della presente relazione semestrale al 30 giugno 2012.

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

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

Il management ritiene che gli attuali trend di mercato, di contenuta dinamicità della domanda e offerta abbondante, la possibile evoluzione della regolamentazione del settore, nonché la crescente pressione competitiva costituiscono fattori di rischio per l'adempimento degli obblighi derivanti dai contratti take-or-pay. Dall'inizio della crisi del gas alla data di riferimento della relazione semestrale 2012, Eni ha rilevato deferred cost (al netto degli utilizzi) per l'ammontare complessivo di 1,65 miliardi di euro e sostenuto i relativi

esborsi a fronte del valore delle quantità di gas riguardo alle quali è sorto l'obbligo di corrispondere il prezzo contrattuale in base alle clausole di take-or-pay poiché i ritiri sono stati inferiori alle AMQ. Considerata la fase corrente di debolezza della domanda gas e i piani aziendali di vendite stabili nel 2012 e di moderata crescita nel quadriennio 2013-2016, e tenuto anche conto del beneficio di riduzioni temporanee delle AMQ associato al probabile esito di alcune rinegoziazioni contrattuali, il management prevede che nell'anno corrente e nei successivi due i ritiri Eni in base ai programmi di vendita saranno nel complesso inferiori agli obblighi minimi di prelievo fissati dai contratti con conseguente attivazione della clausola take-or-pay. Allo stato, sulla base dell'evoluzione attesa della domanda e dell'offerta di gas in Europa, con il graduale riassorbimento nel lungo termine degli squilibri correnti, delle proiezioni interne di vendita e di margini unitari per il prossimo quadriennio e oltre, il management ritiene che i volumi di gas per i quali Eni è incorsa e prevede di incorrere nei prossimi esercizi nella clausola di take-or-pay, con conseguente pagamento dell'anticipo prezzo, saranno ritirati nel lungo termine nel rispetto dei termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia

Il Decreto Stoccaggi del 2011 stabilisce la quota di mercato all'ingrosso detenibile da ciascun operatore che immette gas naturale nella rete nazionale di gasdotti. La quota massima consentita è fissata al 40%, elevabile al 55% nell'ipotesi di assunzione dell'impegno vincolante alla realizzazione in Italia, entro cinque anni, di 4 miliardi di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio. Il superamento delle soglie citate fa scattare l'obbligo in capo all'operatore di procedere a misure di "gas release" a prezzo amministrato nei due anni successivi la violazione per volumi di gas complessivamente non superiori a 4 miliardi di metri cubi.

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

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

Eni si è impegnata a contribuire per il 50% al meccanismo di anticipazione dei benefici a condizioni economiche definite dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) e AEEG. Eni ritiene che tale regolamentazione contribuirà a incrementare il grado di concorrenzialità del mercato all'ingrosso del gas in Italia.

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ("AEEG"), in virtù della Leg-

ge istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto al servizio di tutela. Le decisioni dell'AEEG in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale. L'AEEG ha istituito un meccanismo di aggiornamento della componente tariffaria a copertura del costo di approvvigionamento del gas attraverso l'indicizzazione all'andamento di un paniere di prodotti petroliferi. I clienti che hanno diritto al servizio di tutela sono i clienti finali domestici e i condomini ad uso domestico con consumi inferiori a 200 mila metri cubi/anno, nonché, per effetto del D.Lgs. 93/11, tutti i clienti civili non domestici con consumi inferiori a 50.000 metri cubi/anno e le attività di servizio pubblico che svolgono attività di assistenza (ospedali, case di cura e altri). Il Decreto Legge 24 gennaio 2012, n. 1, come convertito dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, tra le numerose disposizioni, ha demandato all'AEEG il compito di introdurre con gradualità l'indicizzazione ai prezzi spot quotati negli hub continentali nel meccanismo di aggiornamento della componente tariffaria a copertura del costo di approvvigionamento a partire dal primo trimestre successivo all'entrata in vigore del suddetto Decreto Legge. In ottemperanza a tali disposizioni l'AEEG ha deliberato una riforma del meccanismo di aggiornamento del costo della materia prima per i clienti del servizio di tutela gas, introducendo una quota crescente dell'indice di mercato, affiancato all'indice che rappresenta il costo di approvvigionamento dei contratti long term, passando dal 3% nel secondo trimestre 2012, al 4% nel terzo trimestre al 5% nel periodo settembre 2012 - marzo 2013 (delibera 263/2012/R/gas). Inoltre l'AEEG ha annunciato che intende adottare nuovi interventi, a partire da aprile 2013, finalizzati al riconoscimento ai venditori al dettaglio, con particolare riguardo a quelli non integrati verticalmente, di corrispettivi allineati alle condizioni da loro negoziate, evitando possibili ingiustificati extraprofiti e consentendo il trasferimento ai clienti finali di ulteriori benefici derivanti dai corsi favorevoli del mercato spot. Inoltre, lo stesso Decreto, al fine di ridurre i costi di approvvigionamento di gas naturale per le imprese, riconosce loro un accesso diretto alla capacità di stoccaggio che si libererebbe attraverso una ridefinizione delle modalità di calcolo degli obblighi di modulazione e rideterminando i volumi di stoccaggio strategico, in modo da consentire alle imprese di poter disporre di servizi integrati di trasporto, rigassificazione e stoccaggio di gas naturale, secondo criteri di sicurezza degli approvvigionamenti.

La capacità commerciale dell'impresa e la politica dei margini sono limitate dagli effetti del Decreto Legge n. 112 del giugno 2008 che ha introdotto la maggiorazione IRES del 5,5% poi aumentata al 6,5% (cosiddetta Robin Tax), e da ultimo incrementata di ulteriori 4 punti percentuali dalla manovra finanziaria estiva per il triennio 2011 - 2013, a carico delle imprese del settore energia. La norma ha istituito il divieto di traslare sui prezzi al consumo la maggiorazione d'imposta attribuendo all'AEEG il compito di vigilare sull'osservanza del divieto. La citata manovra estiva ha esteso l'ambito di applicazione della Robin Tax in particolare anche alle società esercenti attività di trasporto e distribuzione di gas naturale.

Ulteriore fattore di incertezza del quadro regolatorio è costituito dai possibili effetti della Delibera n. 137/2002 dell'AEEG recepita nel codice di rete vigente in tema di priorità di accesso ai punti di interconnessione della rete nazionale di gasdotti con le principali dorsali di importazione (i cosiddetti punti di entrata al sistema). La delibera

stabilisce un ordine di priorità nell'assegnazione della capacità disponibile che tutela gli operatori titolari di contratti di acquisto di lungo termine (i "contratti take-or-pay" nel caso Eni) nei limiti dei volumi corrispondenti al prelievo medio giornaliero a valere su ciascun contratto. Pertanto è negata la priorità ai volumi eccedenti la media giornaliera di prelievo che costituiscono la flessibilità contrattuale normalmente utilizzata nei periodi di picco della domanda. In caso di congestione ai punti di ingresso alla rete nazionale, il meccanismo della delibera prevede che dopo aver soddisfatto la priorità di assegnazione dei contratti di lungo termine, la capacità residua è assegnata su base proporzionale alle richieste in essere, alla quale concorrerebbero i volumi dei contratti di lungo termine eccedenti i quantitativi medi contrattuali. Eni ha impugnato la Delibera n. 137/2002 asserendone l'illegittimità in quanto viola i principi sanciti dalla Direttiva Europea 55/2003/CE in materia di liberalizzazione del mercato del gas. Il Consiglio di Stato ha confermato la sentenza del TAR che ha in parte accolto i motivi di Eni, asserendo che "l'acquisto della flessibilità contrattuale è un obbligo gravante sull'impresa di importazione nell'interesse generale: non si vede, pertanto, come i quantitativi di gas che la rappresentano non debbano trovare accesso prioritario al sistema di trasporto anche in caso di congestione del sistema medesimo". Fino a oggi comunque non si sono verificati casi di congestione ai punti di ingresso alla rete nazionale tali da compromettere i piani commerciali di Eni.

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

- nel 2010 è stata avviata la piattaforma di negoziazione sulla quale gli operatori sono obbligati a offrire una quota del gas importato sulla base di autorizzazioni all'importazione ottenute successivamente al 2007 e a cedere le aliquote del prodotto della coltivazione di gas naturale dovute allo Stato (queste ultime a un prezzo base d'asta definito dall'AEEG);

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

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

Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a particolari rischi di carattere economico e naturale, compresi quelli relativi alle caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas. L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo della ricerca di idrocarburi che

si verifica in presenza di pozzi sterili o di scoperta di quantitativi di idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità. Inoltre, tra la fase esplorativa e le successive fasi di sviluppo e di commercializzazione delle riserve scoperte, è normalmente necessario un rilevante periodo di tempo durante il quale la redditività del progetto è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio e all'aumento dei costi di sviluppo e produzione; tale periodo di tempo è particolarmente rilevante per i progetti di sviluppo da realizzare in ambienti complessi quali l'offshore profondo e le aree remote, nei quali Eni è impegnata in modo rilevante. Le attività di esplorazione e sviluppo, soprattutto nell'offshore profondo, sono tuttavia caratterizzate da rischi ineliminabili. La gravità degli incidenti è potenzialmente tale da poter causare perdite di vite umane, danni ambientali e conseguentemente passività di ammontare rilevante con impatti negativi importanti sul business, sui risultati operativi e sulle prospettive di sviluppo del Gruppo.

Rischi connessi alla ciclicità del settore oil&gas

I risultati di Eni, specificamente quelli del settore Exploration & Production, dipendono in misura rilevante dall'andamento dei prezzi del petrolio e del gas. Generalmente, l'aumento del prezzo di questi idrocarburi determina un maggiore utile operativo consolidato; viceversa, in caso di diminuzione del prezzo. Nel primo semestre 2012 il prezzo del petrolio del marker Brent ha registrato un valore medio di 113,34 dollari/barile con un aumento del 2% rispetto al primo semestre 2011 in un quadro di estrema volatilità. Il primo trimestre ha visto prezzi molto sostenuti con punte fino a 130 dollari/barile per effetto della positiva domanda proveniente dalla Cina e dalle altre economie emergenti e dei fattori geopolitici; nel secondo trimestre si è verificata un'inversione di tendenza con le quotazioni del Brent scese fino a 90 dollari/barile a causa del rallentamento dell'economia globale e delle aspettative di ulteriori ridimensionamenti del prezzo. Il prezzo gas ha continuato a essere penalizzato dall'eccesso di offerta e dalla debolezza della domanda sui mercati europeo e nordamericano registrando un andamento debole.

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

La volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento di incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte per effetto del peso significativo dei contratti di production sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi e alla remunerazione del contrattista diminuiscono all'aumentare del

prezzo di riferimento del barile. In particolare, nel primo semestre 2012 sulla base dell'attuale portafoglio di asset Eni, il management ha stimato che per ogni dollaro/barile d'incremento delle quotazioni del petrolio la produzione Eni è diminuita 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 semestre. Questa sensitivity è valida in un intervallo di valori molto prossimi al prezzo del Brent di equilibrio di lungo termine di 85 dollari/barile adottato nel piano quadriennale Eni 2012-2015 e gli impatti sulla produzione possono variare in misura più che proporzionale man mano che il prezzo si allontana dall'assunzione base. La sensitivity può cambiare in futuro.

Per quanto riguarda gli altri settori di business Eni, nel settore Gas & Power l'aumento del prezzo del petrolio rappresenta un fattore di rischio tenuto conto che la maggior parte degli approvvigionamenti Eni è indicizzata al prezzo del greggio e dei suoi derivati, mentre i prezzi di vendita, in particolare all'estero, sono indicizzati in misura prevalente ai prezzi spot degli hub continentali che nell'attuale fase di mercato presentano valori particolarmente depressi a causa della contrazione della domanda. Inoltre, in alcuni segmenti del mercato domestico, gli interventi dell'Autorità di regolamentazione possono limitare la capacità di Eni di trasferire per intero gli incrementi del costo della materia prima ai prezzi finali di vendita. Per ulteriori informazioni si rinvia alla specifica sezione sui rischi del settore Gas & Power.

I margini di vendita dei prodotti petroliferi e dei prodotti petrolchimici risentono in maniera più o meno marcata dei movimenti del prezzo del petrolio, in funzione dei ritardi temporali con i quali i prezzi finali 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 2012 l'attività di raffinazione Eni ha continuato a registrare perdite operative a causa degli elevati costi della materia prima petrolifera e delle utility energetiche indicizzate al costo del greggio non trasferiti nei prezzi finali dei prodotti penalizzati dalla domanda stagnante in un quadro economico recessivo, elevato livello delle scorte ed eccesso di capacità. Inoltre, la riduzione dello sconto tra le quotazioni dei greggi pesanti rispetto al marker Brent ha ridotto il vantaggio della conversione delle raffinerie Eni. Guardando al futuro, il management prevede il perdurare dell'andamento negativo dello scenario di raffinazione nel breve/medio termine a causa dei fattori strutturali dell'industria e del debole quadro congiunturale con aspettative di contrazione della domanda di carburanti. Il ridimensionamento recente delle quotazioni del greggio, se confermato nei prossimi mesi, potrebbe sostenere un parziale recupero di redditività. L'attività di distribuzione di carburanti rete ed extrarete è stata penalizzata dalla contrazione della domanda di carburanti e dall'eccesso di offerta di prodotto che ha indotto gli operatori a

competere in maniera aggressiva sul pricing. Si prevede che la domanda di carburanti continuerà su di un trend debole nella seconda metà dell'anno a causa della recessione economica in particolare in Italia. Sulla base di tali driver, il management ha ridimensionato le prospettive di redditività del business Refining & Marketing rilevando svalutazioni di 193 milioni di euro degli impianti e iniziative di raffinazione in sede di impairment review semestrale. Il management ha pianificato azioni di ottimizzazione degli assetti industriali e di miglioramento di efficienza (costi fissi e di logistica, consumi energetici) per attenuare la volatilità dello scenario e conseguire benefici immediati sul risultato operativo.

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). Su base semestrale l'ammontare della perdita operativa di 195 milioni di euro che triplica la perdita del primo semestre 2011, riflette il crollo dei margini unitari registrato nel primo trimestre 2012 dovuto agli elevati costi della materia prima petrolifera che hanno portato il margine benchmark sul cracker in territorio negativo. Tale dinamica si è attenuata nel secondo trimestre. Le prospettive di breve/medio termine rimangono incerte per effetto delle deboli prospettive di ripresa della domanda ancorate all'evoluzione del quadro macroeconomico e del trend del costo della materia prima. Per contrastare i deficit strutturali del proprio business petrolchimico, il management Eni ha avviato una strategia di rilancio che punta a conseguire l'equilibrio economico nel medio termine grazie alla progressiva riduzione del peso dei business commodity a beneficio della crescita in segmenti di nicchia, quali elastomeri e stirenici, che hanno dimostrato buona tenuta in un ciclo negativo e produzioni innovative legate alle bioplastiche. Esempio al riguardo è il progetto "chimica verde" di Porto Torres che segna l'ingresso di Eni in un settore per il quale si prevedono tassi di crescita interessanti.

Il settore Ingegneria & Costruzioni è esposto alla ciclicità del prezzo del petrolio considerato che le oil majors tendono a ridurre o a riprogrammare gli investimenti di esplorazione e sviluppo nelle fasi deboli del ciclo. Il settore Ingegneria & Costruzioni ha progressivamente ridotto la propria vulnerabilità al ciclo petrolifero attraverso la maggiore diversificazione del portafoglio di attività e il solido posizionamento nel segmento dei grandi progetti upstream in ambienti complessi e ad elevato contenuto tecnologico, che hanno dimostrato una minore esposizione alle ciclicità del mercato. La disponibilità di mezzi navali di costruzione e perforazione tra i più avanzati al mondo per contenuto tecnologico e prestazioni, la dimensione del portafoglio ordini, la sua qualità e la buona efficienza operativa raggiunta, consentono di prevedere un ulteriore significativo rafforzamento del posizionamento competitivo di Saipem nel medio termine a garanzia della stabilità dei risultati.

Evoluzione prevedibile della gestione

L'outlook 2012 è caratterizzato dal rallentamento della ripresa economica mondiale sulla quale pesano le ridotte prospettive di crescita dei Paesi dell'eurozona. I mercati delle commodity energetiche rimangono volatili. Per le finalità di proiezione economico-finanziaria di breve termine, Eni assume un prezzo medio annuo del marker Brent di 117 dollari/barile sostenuto dal buon andamento della domanda proveniente da Cina e altre economie emergenti e dai rischi geopolitici, attenuati dal progressivo rientro della produzione libica. Le prospettive del settore del gas sono sfavorevoli. La domanda è attesa su di un trend debole a causa del rallentamento economico nell'eurozona e della crisi dei consumi termoelettrici, mentre l'offerta si conferma abbondante con mercati spot continentali molto liquidi. La competizione sul pricing continua a essere intensa tenuto conto degli obblighi minimi di prelievo dei contratti di approvvigionamento take-or-pay e delle ridotte opportunità di vendita, con effetti depressivi sui margini. Il management prevede il permanere dei margini di raffinazione su livelli non remunerativi a causa degli elevati costi della carica e delle utility energetiche "oil-linked", contrazione della domanda di carburanti ed eccesso di capacità.

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

- **lavorazioni di idrocarburi:** è prevista in crescita rispetto al 2011 (1,58 milioni di boe/giorno il dato consuntivo 2011) per effetto del progressivo recupero della produzione libica al livello ante crisi, attenuato dagli slittamenti di alcuni importanti avvisi, dall'impatto della fermata di Elgin Franklin nella sezione britannica del Mare del Nord e dalla rapida crescita dei fenomeni di furto e sabotaggio registrati in Nigeria;
- **vendite di gas:** sono previste sostanzialmente in linea rispetto al 2011 (96,76 miliardi di metri cubi il dato consuntivo 2011; includono le vendite consolidate, la quota Eni delle joint venture e le vendite upstream in Europa e nel Golfo del Messico). In Italia, dove è attesa una contrazione importante della domanda a causa della recessione e del crollo dei consumi termoelettrici, il management prevede di recuperare volumi e quota di mercato puntando a sviluppare il segmento retail e le vendite spot; all'estero i principali driver di crescita saranno l'espansione nei mercati target di Francia, Germania/Austria e Benelux, oltre al perseguimento di opportunità di vendita di GNL nei mercati a premio. Il conseguimento degli obiettivi di vendita farà leva sui driver di miglioramento della posizione di costo Eni grazie ai benefici del-

le rinegoziazioni, integrazione degli asset acquisiti in Europa, sviluppo dell'offerta commerciale attraverso una piattaforma multi-Country e l'eccellenza nel servizio. Gli obiettivi di margine industriale saranno sostenuti grazie allo sviluppo delle attività di trading puntando a estrarre valore dagli asset in portafoglio;

- **lavorazioni in conto proprio:** sono previste in calo rispetto ai volumi lavorati nel 2011 (31,96 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2011) a causa dell'attesa contrazione della domanda di carburanti e dello scenario negativo. Il management ha pianificato le opportune iniziative di ottimizzazione delle lavorazioni agendo su rese, assetti e flessibilità, e di miglioramento di efficienza (costi fissi e di logistica, consumi energetici) per attenuare la volatilità dello scenario e conseguire benefici immediati sul risultato operativo;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste in flessione rispetto al 2011 (11,37 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2011) a causa della contrazione attesa dei consumi nazionali. In un contesto di accesa competizione, il management intende difendere la quota di mercato Italia facendo leva su politiche commerciali in linea con le esigenze dei clienti, la forza del marchio Eni con il completamento del rebranding della rete, l'eccellenza del servizio e lo sviluppo dell'offerta non oil. Nel resto d'Europa si prevedono volumi nel complesso stabili;
- **Ingegneria & Costruzioni:** le prospettive reddituali sono positive per effetto del solido posizionamento competitivo del business e della robustezza del portafoglio ordini.

Nel 2012 il management prevede un livello di spending per gli investimenti delle continuing operations sostanzialmente in linea rispetto al 2011 (11,91 miliardi di euro l'ammontare degli investimenti tecnici delle continuing operations e 0,36 miliardi di euro quello di investimenti finanziari del consuntivo 2011). I principali temi del 2012 riguarderanno la prosecuzione dell'esplorazione per accertare il potenziale delle recenti scoperte (Mozambico, Norvegia, Ghana e Indonesia), le aree di crescita della produzione e le attività di ottimizzazione dei giacimenti. Altre iniziative di investimento sono previste per il completamento del progetto EST nella raffinazione, potenziamenti selettivi nella petrolchimica e interventi di upgrading della flotta Saipem. Il leverage a fine periodo è previsto in miglioramento rispetto al livello consuntivo nel 2011 assumendo lo scenario di prezzo del Brent a 117 dollari/barile e gli effetti delle dismissioni avviate.

Aggiornamento proposta Eni al Ministero dell'Ambiente per una transazione globale in materia ambientale

In merito all'istanza presentata il 26 gennaio 2011 al Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare, per un contratto di transazione globale in materia ambientale ai sensi dell'art. 2 DL 208 del 2008, è in corso l'istruttoria, come previsto dalla medesima normativa, da parte degli uffici tecnici competenti e, in particolare, dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) e della Commissione di valutazione degli investimenti e di supporto alla programmazione e gestione degli interventi ambientali (COVIS).

La proposta di transazione presentata da Eni riguarda nove siti di interesse nazionale (Priolo, Napoli orientale, Brindisi, Pieve Vergonte, Cengio, Crotone, Mantova, Porto Torres e Gela), nei quali le società del gruppo hanno avviato, in qualità di proprietari incolpevoli di alcune aree industriali, interventi di bonifica e riparazione ambientale. La proposta è volta a favorire gli interventi ambientali e la chiusura del contenzioso attualmente pendente in materia di bonifica e di danno ambientale. In particolare, con la proposta presentata, Eni e le controllate si impegnano a:

- eseguire investimenti a carattere ambientale pari a 600 milioni di euro che concorreranno alla maggiore efficienza e compatibilità energetica e ambientale dei propri impianti;
- realizzare progetti di bonifica nelle aree di proprietà per un valore complessivo di 1.250 milioni di euro;
- riconoscere al Ministero dell'Ambiente 450 milioni di euro a titolo di contributo per gli interventi di bonifica delle aree di proprietà pubblica esterne alle aree di proprietà Eni e delle controllate;
- devolvere a titolo gratuito alle amministrazioni competenti aree industriali ancora da identificare per favorire programmi di sviluppo dei territori interessati.

La proposta di transazione globale determinò nel bilancio 2010 uno stanziamento straordinario al fondo rischi ambientali di 1.109 milioni di euro. Nel caso si perfezioni la transazione globale, l'erogazione dei fondi stanziati avverrà progressivamente con il raggiungimento degli accordi attuativi previsti per i singoli siti.

Rapporti con le parti correlate

Alla data del 30 giugno 2012, Eni ha concluso una sola operazione con parti correlate di maggiore rilevanza, come definita dalla procedura interna in materia, in linea con quanto stabilito dal Regolamento adottato dalla Consob con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010, e successivamente modificato con delibera n. 17389 del 23 giugno 2010. Con riferimento a tale operazione avente ad oggetto la cessione a Cassa Depositi e Prestiti di una partecipazione pari al 30% meno una azione del capitale sociale votante di Snam, si rinvia a quanto indicato nel documento informativo, pubblicato in data 6 giugno 2012 (e disponibile sul sito eni.com) redatto ai sensi dell'articolo 5 del citato Regolamento Consob, ed ai sensi dell'ar-

ticolo 71 del Regolamento adottato dalla Consob con delibera n. 11971 del 14 maggio 1999, come successivamente modificato ed integrato. In data 15 giugno 2012 Eni ha formalizzato con Cassa Depositi e Prestiti il contratto di cessione della suddetta partecipazione nei termini indicati dal documento informativo.

Le altre operazioni compiute 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 33 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.

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

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 2012 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, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Burren Energy (Congo) Ltd, Eni Finance USA Inc e Eni Trading & Shipping Inc.;

- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

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

Il 16 luglio 2012 l'Assemblea Straordinaria e Ordinaria degli azionisti Eni ha deliberato l'annullamento di n. 371.173.546 azioni proprie e l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario, entro 18 mesi dalla data della delibera, fino ad un massimo di numero 363.000.000 azioni ordinarie Eni e fino all'ammontare complessivo di 6.000 milioni di euro. Per ulteriori dettagli si rinvia alla nota 23 delle Note al bilancio.

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

Termini finanziari

- **Dividend yield** Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi maturati, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio. Generalmente le società tendono a mantenere un livello costante di dividend yield, essendo l'indicatore confrontato dagli azionisti con il rendimento di altri titoli e/o tipologie di investimento (es. obbligazioni).
- **Leverage** Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.
- **ROACE** Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.
- **ROAE** Esprime la redditività per gli azionisti Eni ed è calcolato come rapporto tra l'utile netto e il patrimonio netto escluse le interessenze di terzi azionisti.
- **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 co-

sti operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932) e i volumi prodotti.

- **Cash flow per boe** Indica la capacità dell'impresa di generare cassa attraverso la produzione di idrocarburi, escludendo poste non monetarie. Rappresenta il rapporto tra il risultato delle attività oil&gas al netto di ammortamenti, svalutazioni e spese di esplorazione (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932), e i volumi di petrolio e gas naturale prodotti.
- **Finding & Development cost per boe** Rappresenta il costo di esplorazione e di sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, a estensioni e nuove scoperte e a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932).

Attività operative

- **Acque profonde** Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.
- **Barile** Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.
- **Boe (Barrel of Oil Equivalent)** Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00636.
- **Carbon Capture and Storage (CCS)** Tecnica di cattura e stoccaggio della CO₂ mediante un procedimento integrato che prevede la cattura della 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 Sta-

- to e compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo, a fronte del pagamento allo Stato di royalty sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.
- **Conversione** Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio, esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile ed 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.
 - **EPIC (Engineering, Procurement, Installation, Commissioning)** Contratto tipico del settore delle costruzioni offshore, avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso (quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una FPSO) nel quale la società fornitrice del servizio (global or main contractor, normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e le attività preparatorie per l'avvio degli impianti (commissioning).
 - **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 buta-

- no 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 ed 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 ad 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.
- **Tasso di rimpiazzo delle riserve** Misura la quota di riserve prodotte sostituite da nuove riserve certe e indica la capacità dell'impresa di aggiungere nuove riserve sia attraverso un'esplorazione efficace sia attraverso linee esterne (acquisizioni). Un valore superiore al 100% indica che nell'anno sono state aggiunte più riserve di quante ne siano state prodotte. È opportuno mediare l'indice su periodi di almeno tre anni per ridurre gli effetti distorsivi dovuti all'acquisizione di asset o società (con asset upstream), alla revisione di precedenti stime, al miglioramento del fattore di recupero e alla variazione delle riserve equity - nei contratti PSA (Production Sharing Agreement) - a causa dell'andamento del prezzo dei greggi di riferimento. Il management calcola il tasso di rimpiazzo delle riserve anche al netto delle operazioni di portafoglio (cd. tasso di rimpiazzo organico) al fine di meglio apprezzare la performance interna.
- **Upstream/downstream** Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.
- **Vita media residua delle riserve** Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.
- **Work-over** Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

Sostenibilità

- **Carbon Disclosure Project (CDP)** Organizzazione no profit che gestisce il più grande sistema di reporting in tema di cambiamento climatico. Circa tre mila aziende in 60 Paesi di tutto il mondo misurano e fanno disclosure delle loro emissioni di gas serra e delle loro strategie in tema di cambiamento climatico alimentando il database di questa organizzazione.
- **Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)** Iniziativa avviata nel 2003 dal Governo britannico volta a rendere trasparenti i pagamenti effettuati dalle industrie estrattive ai Governi dei Paesi detentori di risorse minerarie, si rivolge sia alle aziende estrattive sia ai Governi. Alle prime è richiesto di rendere pubblico l'ammontare e il tipo di pagamenti che effettua ai Governi/Società Nazionali; ai Governi è richiesto l'impegno a rendicontare l'ammontare e l'utilizzo delle rendite petrolifere.
- **Environmental, Social and Health Impact Assessment (ESHIA)** Metodologia per valutare i potenziali impatti ambientali, socio-economici e sanitari che attività progettuali possono determinare sulle popolazioni circostanti o associate a tali attività. La metodologia permette anche di individuare eventuali strategie di mitigazione di questi impatti.
- **Health Impact Assessment (HIA)** Strumento per valutare l'impatto sulla salute della popolazione di politiche, piani e progetti nei diversi settori economici mediante tecniche quantitative, qualitative e di partecipazione.
- **Human Rights Compliance Assessment (HRCA)** Strumento di valutazione della compliance agli standard internazionali in tema di diritti umani, elaborato dal Danish Institute for Human Rights. La metodologia dell'HRCA è concepita per aiutare le imprese nella comprensione delle responsabilità cui sono titolari in relazione al rispetto dei diritti umani, con riferimento ad ogni aspetto del business. La metodologia consente, attraverso un'auto-valutazione guidata dagli esperti indipendenti del Danish Institute for Human Rights Project, di pervenire all'individuazione dei comportamenti e delle decisioni che in ogni ambito di attività possono avere un impatto sul rispetto dei diritti umani.
- **International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA)** Associazione mondiale delle industrie del settore petrolifero che si occupa di questioni ambientali e sociali e rappresenta il canale principale di comunicazione con le Nazioni Unite. IPIECA supporta l'industria petrolifera a migliorare le proprie performance ambientali e sociali.

- **Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemical substances (REACH)** Il REACH è un sistema integrato di registrazione, valutazione e autorizzazione delle sostanze chimiche che mira ad assicurare un maggiore livello di protezione della salute umana e dell'ambiente. Il Regolamento è entrato in vigore nel 2007 al fine di razionalizzare e migliorare il precedente quadro legislativo in materia di sostanze chimiche dell'Unione Europea (UE). Obiettivo principale del REACH è quello di migliorare la conoscenza dei pericoli e dei rischi derivanti da prodotti chimici già esistenti (quelli introdotti sul mercato prima del settembre 1981) e nuovi (dopo il settembre 1981) e al contempo mantenere e rafforzare la competitività e le capacità innovative dell'industria chimica europea.
- **Social Impact Assessment (SIA)** Metodologia per esaminare gli effetti sociali dei progetti infrastrutturali e di altri interventi di sviluppo. La metodologia comprende i processi di analisi, monitoraggio e gestione delle conseguenze sociali volute e non volute, sia positivi sia negativi, degli interventi programmati (politiche, programmi, piani, progetti) e di eventuali processi di cambiamento sociale invocati da tali interventi.
- **World Business Council for Sustainable Development (WBCSD)** Organizzazione con sede a Ginevra che ha lo scopo di sostenere il settore privato a perseguire la crescita economica attraverso l'individuazione di percorsi di sviluppo sostenibile. Attualmente aderiscono circa 200 aziende multinazionali.



Bilancio consolidato
semestrale abbreviato

Stato patrimoniale

[milioni di euro]	Note	31.12.2011		30.06.2012	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti		1.500		4.640	
Altre attività finanziarie disponibili per la vendita	(4)	262		241	
Crediti commerciali e altri crediti	(5)	24.595	1.496	24.605	1.346
Rimanenze	(6)	7.575		7.900	
Attività per imposte sul reddito correnti		549		307	
Attività per altre imposte correnti		1.388		1.057	
Altre attività correnti	(7)	2.326	2	1.944	
		38.195		40.694	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(8)	73.578		64.188	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo		2.433		2.431	
Attività immateriali	(9)	10.950		6.021	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(10)	5.843		6.549	
Altre partecipazioni	(10)	399		309	
Altre attività finanziarie	(11)	1.578	704	1.315	731
Attività per imposte anticipate	(12)	5.514		5.067	
Altre attività non correnti	(13)	4.225	3	3.942	16
		104.520		89.822	
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	(22)	230		19.999	132
TOTALE ATTIVITÀ		142.945		150.515	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(14)	4.459	503	3.947	532
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(18)	2.036		3.024	
Debiti commerciali e altri debiti	(15)	22.912	1.446	19.873	1.051
Passività per imposte sul reddito correnti	(16)	2.092		1.839	
Passività per altre imposte correnti		1.896		2.805	
Altre passività correnti	(17)	2.237		2.027	
		35.632		33.515	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(18)	23.102		24.983	
Fondi per rischi e oneri	(19)	12.735		13.300	
Fondi per benefici ai dipendenti		1.039		970	
Passività per imposte differite	(20)	7.120		6.954	
Altre passività non correnti	(21)	2.900		2.374	
		46.896		48.581	
Passività direttamente associabili a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita	(22)	24		4.845	29
TOTALE PASSIVITÀ		82.552		86.941	
PATRIMONIO NETTO	(23)				
Interessenze di terzi		4.921		5.029	
Patrimonio netto di Eni:					
Capitale sociale		4.005		4.005	
Riserve cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale		49		33	
Altre riserve		53.195		57.415	
Azioni proprie		(6.753)		(6.752)	
Acconto sul dividendo		(1.884)			
Utile netto del periodo		6.860		3.844	
Totale patrimonio netto di Eni		55.472		58.545	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		60.393		63.574	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		142.945		150.515	

Conto economico

(milioni di euro)	Note	I semestre 2011		I semestre 2012	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI					
Ricavi della gestione caratteristica	(26)	52.526	1.384	63.203	1.835
Altri ricavi e proventi		591	17	751	26
Totale ricavi		53.117		63.954	
COSTI OPERATIVI					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(27)	37.804	2.806	46.249	2.996
- di cui (proventi) oneri non ricorrenti		69			
Costo lavoro		2.086	16	2.275	11
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI		(12)	12	(372)	8
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		4.028		5.741	
UTILE OPERATIVO		9.187		9.317	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI					
Proventi finanziari	(28)	2.857	26	6.210	22
Oneri finanziari		(3.471)	(1)	(6.630)	(2)
Strumenti finanziari derivati		225		(200)	
		(389)		(620)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI					
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(29)	255		342	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		439		1.052	
		694		1.394	
UTILE ANTE IMPOSTE		9.492		10.091	
Imposte sul reddito	(30)	(5.016)		(6.053)	
Utile netto del periodo - Continuing operations		4.476		4.038	
Utile netto (perdita netta) del periodo - Discontinued operations		(17)	208	259	127
Utile netto del periodo		4.459		4.297	
Di competenza Eni:					
- continuing operations		3.811		3.700	
- discontinued operations		(10)		144	
		3.801		3.844	
Interessenze di terzi					
- continuing operations		665		338	
- discontinued operations		(7)		115	
		658		453	
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni					
(ammontari in euro per azione)	(31)				
- semplice		1,05		1,06	
- diluito		1,05		1,06	
Utile per azione sull'utile netto - Continuing operations					
di competenza degli azionisti Eni	(31)				
(ammontari in euro per azione)					
- semplice		1,05		1,02	
- diluito		1,05		1,02	

Prospetto dell'utile complessivo

(milioni di euro)	Note	I semestre 2011	I semestre 2012
Utile netto del periodo		4.459	4.297
Altre componenti dell'utile complessivo:			
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		(2.374)	1.147
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(23)	120	(25)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	(23)	(6)	8
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		5	8
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	(23)	(48)	8
Totale altre componenti dell'utile complessivo		(2.303)	1.146
Totale utile complessivo del periodo		2.156	5.443
Di competenza:			
- azionisti Eni		1.549	4.962
- interessenze di terzi		607	481
		2.156	5.443

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni															
(milioni di euro)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Accanto sul dividendo	Utile del periodo	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2010		4.005	959	6.756	(174)	(3)	1.518	539	(6.756)	39.855	(1.811)	6.318	51.206	4.522	55.728
Utile del primo semestre 2011												3.801	3.801	658	4.459
Altre componenti dell'utile complessivo:															
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					71								71		71
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale						(5)							(5)		(5)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto							2						2	3	5
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro								(2.200)		(120)			(2.320)	(54)	(2.374)
					71	(5)	2	(2.200)		(120)			(2.252)	(51)	(2.303)
Utile complessivo del periodo					71	(5)	2	(2.200)		(120)		3.801	1.549	607	2.156
Operazioni con gli azionisti:															
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,50 euro per azione a saldo dell'acconto 2010 di 0,50 euro per azione)											1.811	(3.622)	(1.811)		(1.811)
Attribuzione del dividendo di altre società														(397)	(397)
Versamenti di azionisti terzi														27	27
Destinazione utile residuo 2010										2.696		(2.696)			
Acquisto di interesenze di terzi relative ad Altagaz SA e Tigáz Zrt							25			(28)			(3)	(5)	(8)
Effetto relativo all'acquisizione da parte di Snam SpA di Italgas SpA e di Stogit SpA							(3)						(3)	3	
Azioni proprie cedute da Eni a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti				(2)					2	2			2		2
Azioni proprie cedute da Saipem e Snam a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti										4			4	9	13
				(2)			22		2	2.674	1.811	(6.318)	(1.811)	(363)	(2.174)
Altri movimenti di patrimonio netto:															
Costo stock option										2			2		2
Diritti decaduti stock option										(6)			(6)		(6)
Altre variazioni										2			2	(4)	(2)
										(2)			(2)	(4)	(6)
Saldi al 30 giugno 2011		4.005	959	6.754	(103)	(8)	1.542	(1.661)	(6.754)	42.407		3.801	50.942	4.762	55.704

segue **Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto**

Patrimonio netto di Eni															
(milioni di euro)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile del periodo	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 30 giugno 2011		4.005	959	6.754	(103)	(8)	1.542	(1.661)	(6.754)	42.407		3.801	50.942	4.762	55.704
Utile del secondo semestre 2011												3.059	3.059	285	3.344
Altre componenti dell'utile complessivo:															
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					152								152		152
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto							(14)					(14)	(14)	(4)	(18)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro								3.200		151			3.351	54	3.405
					152		(14)	3.200		151			3.489	50	3.539
Utile complessivo del periodo					152		(14)	3.200		151		3.059	6.548	335	6.883
Operazioni con gli azionisti:															
Acconto sul dividendo (0,52 euro per azione)											(1.884)	(1.884)			(1.884)
Attribuzione del dividendo di altre società														(174)	(174)
Rimborsi ad azionisti terzi														(1)	(1)
Acquisto di interesenze di terzi relative ad Altergaz SA e Tigáz Zrt							(119)			3		(116)	(116)	(2)	(118)
Effetto relativo all'acquisizione da parte di Snam SpA di Italgas SpA e di Stogit SpA							(2)					(2)	(2)	2	
Azioni proprie cedute da Eni a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti				(1)					1	1			1		1
Azioni proprie cedute da Saipem e Snam a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti							14			(14)				4	4
Interessenze di terzi uscite a seguito della cessione di Acqua Campania SpA e della perdita del controllo di Petromar Lda														(10)	(10)
				(1)			(107)		1	(10)	(1.884)	(2.001)	(2.001)	(181)	(2.182)
Altri movimenti di patrimonio netto:															
Diritti decaduti stock option										(1)		(1)	(1)		(1)
Altre variazioni										(16)		(16)	(16)	5	(11)
										(17)		(17)	(17)	5	(12)
Saldi al 31 dicembre 2011	(23)	4.005	959	6.753	49	(8)	1.421	1.539	(6.753)	42.531	(1.884)	6.860	55.472	4.921	60.393

segue **Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto**

Patrimonio netto di Eni																
(milioni di euro)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile del periodo		Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2011	(23)	4.005	959	6.753	49	(8)	1.421	1.539	(6.753)	42.531	(1.884)	6.860	55.472	4.921	60.393	
Utile del primo semestre 2012												3.844	3.844	453	4.297	
Altre componenti dell'utile complessivo:																
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale																
	(23)				(16)								(16)		(16)	
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale																
	(23)					7							7		7	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto																
							7						7	1	8	
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro																
								1.120					1.120	27	1.147	
				(16)	7	7	1.120						1.118	28	1.146	
Utile complessivo del periodo				(16)	7	7	1.120					3.844	4.962	481	5.443	
Operazioni con gli azionisti:																
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,52 euro per azione a saldo dell'acconto 2011 di 0,52 euro per azione)																
											1.884	(3.768)	(1.884)		(1.884)	
Attribuzione del dividendo di altre società																
														(391)	(391)	
Destinazione utile residuo 2011																
									3.092		(3.092)					
Effetto relativo all'acquisizione da parte di Snam SpA di Italgas SpA e di Stogit SpA																
							(2)						(2)	2		
Effetto relativo all'acquisizione di interessenze di terzi di Altagas SA																
							(4)						(4)	2	(2)	
Azioni proprie cedute da Eni a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti																
				(1)					1	1			1		1	
Azioni proprie cedute da Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti																
							6						6	16	22	
				(1)					1	3.093	1.884	(6.860)	(1.883)	(371)	(2.254)	
Altri movimenti di patrimonio netto:																
Altre variazioni																
										(6)			(6)	(2)	(8)	
										(6)			(6)	(2)	(8)	
Saldi al 30 giugno 2012	(23)	4.005	959	6.752	33	(1)	1.428	2.659	(6.752)	45.618		3.844	58.545	5.029	63.574	

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Note	I semestre 2011	I semestre 2012
Utile netto del periodo - Continuing operations		4.476	4.038
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operative:			
Ammortamenti	(27)	3.763	4.577
Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	(27)	265	1.164
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(29)	(255)	(342)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(34)	(370)
Dividendi	(29)	(437)	(156)
Interessi attivi		(49)	(48)
Interessi passivi		360	420
Imposte sul reddito	(30)	5.016	6.053
Altre variazioni		(42)	(898)
Variazioni del capitale di esercizio:			
- rimanenze		(840)	(621)
- crediti commerciali		1.980	605
- debiti commerciali		(1.503)	(1.098)
- fondi per rischi e oneri		(20)	331
- altre attività e passività		318	490
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(65)	(293)
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		(12)	16
Dividendi incassati		416	474
Interessi incassati		4	25
Interessi pagati		(555)	(542)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(4.461)	(5.778)
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations		8.390	8.340
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations		206	82
Flusso di cassa netto da attività operativa		8.596	8.422
- di cui verso parti correlate	(33)	(963)	(515)
Investimenti:			
- attività materiali	(8)	(5.871)	(5.086)
- attività immateriali	(9)	(744)	(1.054)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda		(22)	(178)
- partecipazioni	(10)	(106)	(128)
- titoli		(40)	
- crediti finanziari		(620)	(608)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		60	(305)
Flusso di cassa degli investimenti		(7.343)	(7.359)
Disinvestimenti:			
- attività materiali		85	727
- attività immateriali		8	30
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		1	(2)
- partecipazioni		9	19
- titoli		52	32
- crediti finanziari		518	332
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		110	(361)
Flusso di cassa dei disinvestimenti		783	777
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(6.560)	(6.582)
- di cui verso parti correlate	(33)	(571)	(666)

segue **Rendiconto finanziario**

(milioni di euro)	Note	I semestre 2011	I semestre 2012
Assunzione di debiti finanziari non correnti		3.050	4.812
Rimborsi di debiti finanziari non correnti		(1.057)	(681)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti		(1.880)	(554)
		113	3.577
Apporti netti di capitale proprio da terzi		27	
Cessione netta di azioni proprie diverse dalla controllante		13	22
Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate		(8)	(4)
Dividendi distribuiti ad azionisti Eni		(1.811)	(1.884)
Dividendi distribuiti ad altri azionisti		(397)	(414)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(2.063)	1.297
- di cui verso parti correlate	(33)	179	17
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(7)	(6)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(41)	9
Flusso di cassa netto del periodo		(75)	3.140
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo		1.549	1.500
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo		1.474	4.640

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, ad eccezione della presentazione del Gruppo Snam come discontinued operations per effetto del raggiungimento dell'accordo per la cessione a Cassa Depositi e Prestiti SpA di una partecipazione del 30% meno un'azione nel capitale votante di Snam SpA, che comporterà l'uscita di Eni dalle attività regolate in Italia. Gli effetti della presentazione come discontinued operations sono indicati nella nota n. 22 - Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

Nel bilancio consolidato semestrale abbreviato sono applicati gli stessi principi di consolidamento e gli stessi criteri di valutazione illustrati in sede di redazione della relazione finanziaria annuale, a cui si fa rinvio. I criteri relativi all'applicazione dell'equity method sono da considerarsi integrati dalla previsione che le variazioni del patrimonio netto di una partecipata, diverse da quelle afferenti al risultato economico e alle altre componenti dell'utile complessivo, sono rilevate a conto economico quando rappresentano, nella sostanza, gli effetti della cessione di un interest nella partecipata. Le note al bilancio sono presentate in forma sintetica.

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della posizione di imponibile fiscale esistente alla data di chiusura del periodo. I debiti e i crediti tributari per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle Autorità fiscali applicando le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura del periodo e le aliquote stimate su base annua.

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le imprese controllate congiuntamente con altri soci, le imprese collegate nonché le altre partecipazioni rilevanti la cui informativa è prevista a norma dell'articolo 126 della Deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni sono distintamente indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 30 giugno 2012" 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 2012, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 31 luglio 2012, è sottoposto a revisione contabile limitata da parte della Reconta Ernst & Young SpA.

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

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

2 Utilizzo di stime contabili

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

3 Principi contabili di recente emanazione

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

In data 28 giugno 2012, lo IASB ha emesso il documento "Consolidated Financial Statements, Joint Arrangements and Disclosure of Interests in Other Entities: Transition Guidance (Amendments to IFRS 10, IFRS 11 and IFRS 12)" che fornisce alcuni chiarimenti e semplificazioni con riferimento ai transition requirements dei principi IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12. Le disposizioni sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

In data 17 maggio 2012, lo IASB ha emesso il documento "Annual Improvements to IFRSs 2009 - 2011 Cycle" contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Le disposizioni sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

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

Attività correnti

4 Altre attività finanziarie disponibili per la vendita

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

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Titoli strumentali all'attività operativa		
- Titoli quotati emessi da Stati sovrani	173	168
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	47	37
- Altri titoli non quotati	5	5
	225	210
Titoli non strumentali all'attività operativa		
- Titoli quotati emessi da Stati sovrani	16	17
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	21	14
	37	31
	262	241

I titoli di 241 milioni di euro (262 milioni di euro al 31 dicembre 2011) sono disponibili per la vendita.

I titoli emessi da Stati sovrani al 30 giugno 2012 di 185 milioni di euro (189 milioni di euro al 31 dicembre 2011) si analizzano come segue:

	Valore nominale (milioni di euro)	Fair value (milioni di euro)	Tassi di rendimento nominale %	Anno di scadenza
Tasso fisso				
Belgio	27	29	0,41 - 4,25	2012 - 2020
Portogallo	24	19	3,35 - 5,45	2013 - 2019
Italia	22	22	2,08 - 4,25	2012 - 2015
Stati Uniti d'America	16	16	2,00 - 3,13	2012 - 2019
Austria	14	15	3,40 - 3,50	2014 - 2015
Spagna	14	13	3,30 - 4,10	2014 - 2018
Paesi Bassi	12	13	4,00 - 4,25	2013 - 2016
Germania	10	11	3,25 - 4,25	2014 - 2015
Francia	10	10	4,00	2013 - 2014
Slovacchia	9	10	0,50 - 4,90	2014 - 2017
Finlandia	6	6	1,25 - 4,25	2012 - 2015
Svezia	2	2	5,38	2012
Tasso variabile				
Italia	17	17		2012 - 2034
Belgio	2	2		2012
	185	185		

I titoli strumentali all'attività operativa di 210 milioni di euro (225 milioni di euro al 31 dicembre 2011) riguardano titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa del Gruppo Eni Insurance Ltd per 205 milioni di euro (220 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

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

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

5 Crediti commerciali e altri crediti

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

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Crediti commerciali	17.709	16.378
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	468	432
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	162	204
- non strumentali all'attività operativa	28	374
	658	1.010
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	169	227
- altri	6.059	6.990
	6.228	7.217
	24.595	24.605

Il decremento dei crediti commerciali di 1.331 milioni di euro è riferito principalmente al settore Gas & Power (383 milioni di euro), al settore Ingegneria & Costruzioni (276 milioni di euro) e, in aumento, al settore Exploration & Production (266 milioni di euro). Il decremento comprende la riclassifica alle discontinued operations per 976 milioni di euro. Le discontinued operations sono commentate alla nota n. 22 - Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

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

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2011	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 30.06.2012
Crediti commerciali	1.067	89	(42)	(12)	1.102
Crediti finanziari	6				6
Altri crediti	578	1	(1)	11	589
	1.651	90	(43)	(1)	1.697

L'accantonamento e l'utilizzo del fondo svalutazione crediti commerciali, rispettivamente di 89 e 42 milioni di euro, è riferito principalmente al settore Gas & Power (rispettivamente, 70 e 27 milioni di euro).

Nel corso del primo semestre 2012 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza successiva al 30 giugno 2012 di 1.605 milioni di euro, di cui 1.588 not notification (1.779 milioni di euro not notification nell'esercizio 2011 con scadenza 2012). La cessione ha riguardato crediti commerciali relativi ai settori Refining & Marketing (1.266 milioni di euro), Gas & Power (263 milioni di euro), Chimica (43 milioni di euro) e Ingegneria & Costruzioni (33 milioni di euro). In forza delle disposizioni contrattuali statuite, Eni provvede alla gestione degli incassi dei crediti ceduti e, nei limiti degli stessi, al trasferimento delle somme ricevute alle società di factor. Inoltre, sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto not notification di crediti commerciali del settore Ingegneria & Costruzioni con scadenza successiva al 30 giugno 2012 tramite la società di Gruppo Serfactoring SpA per 308 milioni di euro (188 milioni di euro nell'esercizio 2011 con scadenza 2012).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 636 milioni di euro (630 milioni di euro al 31 dicembre 2011) riguardano principalmente finanziamenti concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per 308 milioni di euro (345 milioni di euro al 31 dicembre 2011), depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd per 293 milioni di euro (250 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e crediti per leasing finanziario per 28 milioni di euro (31 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 374 milioni di euro (28 milioni di euro al 31 dicembre 2011) riguardano essenzialmente depositi vincolati di Eni Trading & Shipping SpA presso Citigroup Global Markets Ltd per 336 milioni di euro e del settore Ingegneria & Costruzioni per 29 milioni di euro (28 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

Gli altri crediti per attività di disinvestimento di 227 milioni di euro (169 milioni di euro al 31 dicembre 2011) comprendono le quote a breve termine dei crediti per attività di disinvestimento relativi alla cessione della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan per 124 milioni di euro e del 3,25% nel progetto Karachaganak (pari al 10% dell'interessenza Eni) per 79 milioni di euro al partner kazakho KazMunaiGas. La descrizione delle transazioni è riportata alla nota n. 13 - Altre attività non correnti.

Gli altri crediti di 6.990 milioni di euro (6.059 al 31 dicembre 2011) comprendono 526 milioni di euro relativi al recupero di costi di investimento del settore Exploration & Production che sono oggetto di arbitrato (504 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

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

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

6 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011					30.06.2012				
	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	892	172		1.722	2.786	719	175		1.716	2.610
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	127	25		1	153	97	18		1	116
Lavori in corso su ordinazione			869		869			1.693		1.693
Prodotti finiti e merci	2.892	804		71	3.767	2.520	928		33	3.481
	3.911	1.001	869	1.794	7.575	3.336	1.121	1.693	1.750	7.900

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

(milioni di euro)	Valore iniziale	Variazione del periodo	Accantonamenti	Utilizzi	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2011								
Rimanenze lorde	6.694	1.069			(20)	38	(20)	7.761
Fondo svalutazione	(105)		(94)	20		(2)	(5)	(186)
Rimanenze nette	6.589	1.069	(94)	20	(20)	36	(25)	7.575
30.06.2012								
Rimanenze lorde	7.761	506				74	(236)	8.105
Fondo svalutazione	(186)		(150)	69		(2)	64	(205)
Rimanenze nette	7.575	506	(150)	69		72	(172)	7.900

La variazione del periodo di 506 milioni di euro è riferita al settore Ingegneria & Costruzioni per 863 milioni di euro e, in diminuzione, al settore Refining & Marketing per 365 milioni di euro. Gli accantonamenti di 150 milioni di euro riguardano principalmente il settore Refining & Marketing per 118 milioni di euro e il settore Chimica per 24 milioni di euro. Le altre variazioni di 172 milioni di euro comprendono la riclassifica alle discontinued operations per 207 milioni di euro. Le discontinued operations sono commentate alla nota n. 22 - Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

7 Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	1.562	1.374
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	157	46
Altre attività	607	524
	2.326	1.944

Il fair value su 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 su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading di 1.374 milioni di euro (1.562 milioni di euro al 31 dicembre 2011) riguarda: (i) per 1.372 milioni di euro (1.450 milioni di euro al 31 dicembre 2011) strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'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 sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; (ii) per 2 milioni di euro (112 milioni di euro al 31 dicembre 2011) strumenti finanziari derivati di trading su commodity posti in essere dal settore Gas & Power per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di business del Mercato.

Il fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di 46 milioni di euro (157 milioni di euro al 31 dicembre 2011) è riferito al settore Gas & Power e riguarda operazioni in derivati su commodity poste in essere con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivante dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Il fair value passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 30 giugno 2013 è indicato alla nota n. 17 - Altre passività correnti; il fair value attivo e passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 30 giugno 2013 è indicato rispettivamente alle note n. 13 - Altre attività non correnti e n. 21 - Altre passività non correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 23 - Patrimonio netto e n. 27 - Costi operativi.

Attività non correnti

8 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore lordo al 31.12.2011	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2011	Valore netto al 31.12.2011	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Differenze di cambio da conversione	Riclassifica discontinued operations e attività destinate alla vendita	Altre variazioni	Valore netto al 30.06.2012	Valore lordo al 30.06.2012	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2012
Immobili, impianti e macchinari	153.863	80.285	73.578	5.086	(3.497)	(316)	1.290	(12.512)	559	64.188	141.939	77.751

Gli investimenti di 5.086 milioni di euro (5.871 milioni di euro nel primo semestre 2011) sono riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production per 3.613 milioni di euro (4.195 milioni di euro nel primo semestre 2011), Ingegneria & Costruzioni per 540 milioni di euro (549 milioni di euro nel primo semestre 2011), Refining & Marketing per 288 milioni di euro (314 milioni di euro nel primo semestre 2011), Gas & Power per 58 milioni di euro (44 milioni di euro nel primo semestre 2011) nonché, Altre attività - Snam per 350 milioni di euro (492 milioni di euro nel primo semestre 2011).

Le svalutazioni di 316 milioni di euro (264 milioni di euro nel primo semestre 2011) si analizzano per settore di attività, al lordo e al netto del relativo effetto fiscale, come segue:

(milioni di euro)	I semestre 2011	I semestre 2012
Svalutazioni:		
- Exploration & Production	141	91
- Refining & Marketing	37	193
- Chimica	70	8
- Altri settori	16	24
	264	316
Effetto fiscale:		
- Exploration & Production	52	33
- Refining & Marketing	14	81
- Chimica	20	3
- Altri settori	1	2
	87	119
Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale:		
- Exploration & Production	89	58
- Refining & Marketing	23	112
- Chimica	50	5
- Altri settori	15	22
	177	197

Le svalutazioni sono state determinate confrontando il valore di libro con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo continuativo (cd. cash generating unit - CGU). Nel semestre non sono intervenute variazioni nella composizione e articolazione delle cash generating unit di Eni rispetto alla relazione finanziaria annuale 2011 alla quale si rinvia (v. nota n. 14 - Immobili, impianti e macchinari del bilancio consolidato). Il valore recuperabile è determinato aggiornando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile.

I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima (2013-2016), dal piano industriale quadriennale (2012-2015) adottato dalla Direzione Aziendale per le valutazioni eseguite in sede di bilancio con gli aggiornamenti disponibili alla data di redazione della relazione finanziaria semestrale dai quali sono derivate le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni oltre l'orizzonte di piano, dalle assunzioni del management in ordine all'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, ecc.) e dalle proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU oil&gas, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU del settore Refining & Marketing e Chimica, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali o di risultato

operativo normalizzato più ammortamenti; c) per le CGU mercato del gas e Ingegneria & Costruzioni, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali compreso tra lo 0 e il 2%; (iii) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, al più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile. Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine adottate nel processo di pianificazione strategica del management Eni per gli anni successivi. In particolare in occasione dell'aggiornamento semestrale, il management ha adottato una previsione di prezzo di lungo termine del petrolio pari a 90 dollari/barile per il marker di riferimento Brent, che si confronta con l'assunzione di 85 dollari utilizzata nelle proiezioni del piano quadriennale 2012-2015 e nelle valutazioni del bilancio 2011. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per i settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Chimica al costo medio ponderato del capitale di Eni al netto del fattore di rischio attribuibile in modo esclusivo alla Saipem e al settore Gas & Power oggetto di autonoma rilevazione, rettificato del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività (WACC adjusted post imposte). I WACC adjusted utilizzati ai fini della determinazione delle svalutazioni nella relazione semestrale 2012 confermano i tassi adottati in sede di bilancio 2011 con valori compresi tra il 7,5% e il 12,5%. L'invarianza dei WACC è dovuta al minore apprezzamento da parte del mercato del rischio del titolo Eni e alla riduzione del costo medio del debito di Gruppo previsto nel prossimo quadriennio sulla base delle proiezioni interne sull'andamento dei principali benchmark di mercato e dei minori spread applicati a Eni; tali fattori sono stati compensati dalla crescita del tasso di rendimento dei titoli risk free a causa del maggiore premio Italia. Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato poiché produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Nel settore Refining & Marketing sono state rilevate svalutazioni per 193 milioni di euro che riflettono le ridimensionate prospettive di redditività del business a causa del perdurare dei fattori di debolezza strutturale dell'industria dovuti agli elevati costi della carica petrolifera e delle utility energetiche indicizzate al prezzo del greggio, eccesso di capacità e debole domanda di prodotti penalizzata dalla contrazione economica. Sulla base di tali driver, il management ha proceduto a svalutare gli impianti di raffinazione adeguando i valori di libro ai minori valori d'uso considerando le proiezioni di margini di raffinazione non remunerativi a breve e medio termine. Nelle svalutazioni di maggiore significatività, che hanno riguardato una singola CGU, il tasso di sconto post-tax utilizzato per l'attualizzazione dei flussi di cassa futuri è stato dell'8% che equivale al tasso pre-tax del 10,2%.

Nel settore Exploration & Production sono state registrate svalutazioni per 91 milioni di euro che hanno riguardato, principalmente, titoli minerari negli Stati Uniti in funzione dell'aggiornamento dello scenario dei prezzi di mercato del gas e della revisione delle riserve.

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di 1.290 milioni di euro riguardano principalmente imprese con moneta funzionale dollaro USA (1.071 milioni di euro).

La riclassifica alle discontinued operations e attività destinate alla vendita di 12.512 milioni di euro è riferita per 12.249 milioni di euro alle discontinued operations e per 263 ad attività materiali destinate alla vendita, di cui per 250 milioni di euro relativi ad asset non strategici del settore Exploration & Production.

Le discontinued operations sono commentate alla nota n. 22 - Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

Le altre variazioni di 559 milioni di euro comprendono: (i) la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti per 660 milioni di euro relativi per 596 milioni di euro al settore Exploration & Production; (ii) la variazione dell'area di consolidamento per 12 milioni di euro relativa all'acquisizione del 100% del capitale delle società Nuon Belgium NV e Nuon Power Generation Walloon NV che commercializzano gas ed energia elettrica prevalentemente ai segmenti residenziale e professionale in Belgio; (iii) la cessione del 3,25% nel progetto Karachaganak (pari al 10% dell'interessenza Eni) per un valore di libro di 162 milioni di euro. Maggiori informazioni sull'operazione sono riportate alla nota n. 13 - Altre attività non correnti.

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

(milioni di euro)	Valori al 31.12.2011	Svalutazioni	Riclassifica a Proved Mineral Interest	Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	Valori al 30.06.2012
Congo	1.280		(1)	36	1.315
Nigeria	758			21	779
Turkmenistan	635			18	653
Algeria	485		(15)	13	483
USA	217	(18)	(33)	38	204
Altri Paesi	121		(3)	2	120
	3.496	(18)	(52)	128	3.554

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

9 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore lordo al 31.12.2011	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2011	Valore netto al 31.12.2011	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Riclassifica Discontinued operations	Altre variazioni	Valore netto al 30.06.2012	Valore lordo al 30.06.2012	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2012
Attività immateriali a vita utile definita	15.624	8.697	6.927	1.054	(1.083)	(1)	49	23	(3.830)	(86)	3.053	9.504	6.451
Attività immateriali a vita utile indefinita													
- Goodwill			4.023			(849)	94	14	(314)		2.968		
			10.950	1.054	(1.083)	(850)	143	37	(4.144)	(86)	6.021		

Gli investimenti di 1.054 milioni di euro (744 milioni di euro nel primo semestre 2011) comprendono i costi di ricerca mineraria del settore Exploration & Production ammortizzati interamente nell'esercizio di sostenimento che ammontano a 825 milioni di euro (469 milioni di euro nel primo semestre 2011). Gli ammortamenti di 1.083 milioni di euro (782 milioni di euro nel primo semestre 2011) comprendono ammortamenti di bonus di firma per 78 milioni di euro (107 milioni di euro nel primo semestre 2011).

Il saldo finale della voce goodwill di 2.968 milioni di euro (4.023 milioni di euro al 31 dicembre 2011) è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di 1.580 milioni di euro (726 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e si analizza per settore di attività come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
- Gas & Power (*)	2.531	1.781
- Ingegneria & Costruzioni	749	750
- Exploration & Production	270	277
- Refining & Marketing	159	160
- Altre attività - Snam (*)	314	
	4.023	2.968

(*) Per effetto dell'annunciato piano di dismissione, il goodwill relativo alla Snam è stato riclassificato dal settore Gas & Power al settore Altre attività - Snam e nel 2012 è stato rilevato nelle discontinued operations.

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie consentite dall'acquisizione. Per il settore Gas & Power tali CGU sono costituite dalle business unit commerciali che avendo flussi interdipendenti beneficiano in maniera indistinta di tali sinergie. Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile.

I flussi di cassa sono stimati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della valutazione desumibili dall'aggiornamento in sede di redazione della situazione contabile semestrale del piano industriale quadriennale, degli scenari di lungo termine adottati dalla Direzione Aziendale e dal più recente scenario di mercato dei prezzi delle commodity (v. nota n. 8 - Immobili, impianti e macchinari).

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde: (i) per i settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Chimica al costo medio ponderato del capitale di Eni al netto del fattore di rischio attribuibile in modo esclusivo alla Saipem e al settore Gas & Power oggetto di autonoma rilevazione, nonché rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività (WACC adjusted post imposte). Nella relazione finanziaria semestrale 2012 sono stati confermati i WACC adjusted post imposte utilizzati in sede di bilancio 2011 ai fini della determinazione delle svalutazioni, con valori compresi tra il 7,5% e il 12,5%; (ii) per i settori Gas & Power e Ingegneria & Costruzioni agli specifici WACC di settore (sulla base di un campione di società operanti nel medesimo settore per Gas & Power; sulla base della quotazione di mercato per Ingegneria & Costruzioni); il WACC del settore Gas & Power è rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività, il WACC del settore Ingegneria & Costruzioni non è rettificato per il rischio Paese specifico in quanto il capitale investito della società si riferisce prevalentemente a beni mobili il cui utilizzo non è vincolato a uno specifico Paese. I WACC adjusted utilizzati in occasione della relazione finanziaria semestrale 2012 confermano i valori utilizzati in sede di bilancio 2011, minimo 7% e massimo 8% per il settore Gas & Power e 8,5% per il settore Ingegneria & Costruzioni.

Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato poiché produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

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

Settore Gas & Power

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Mercato gas Italia	767	767
Mercato gas estero	1.763	1.014
- di cui mercato europeo	1.668	913
Altre	1	
	2.531	1.781

Il goodwill attribuito alla CGU mercato gas Italia riguarda essenzialmente quello rilevato in occasione del buy-out delle minorities di Italgas mediante offerta pubblica di acquisto eseguita nel 2003 (706 milioni di euro), relativo all'attività di commercializzazione gas nei settori residenziali e business di ridotte dimensioni. L'impairment test eseguito per la CGU mercato gas Italia conferma la tenuta del goodwill.

Il goodwill allocato alla CGU mercato europeo è quello proveniente dall'acquisizione della società belga Distrigas e altre società minori (Altergaz in Francia). Tale CGU è costituita dalle attività di commercializzazione gas di Distrigas e di Altergaz e dalle attività in Europa gestite dalla Divisione Gas & Power di Eni SpA (area Nord Ovest Europa – Francia, Germania, Benelux, Regno Unito, Svizzera e Austria) che complessivamente beneficiano delle sinergie derivanti dalle acquisizioni. Nel primo semestre 2012 tale goodwill è stato incrementato di 94 milioni di euro a seguito dell'allocazione provvisoria del goodwill derivante dall'acquisizione avvenuta a gennaio del 100% del capitale delle società Nuon Belgium NV e Nuon Power Generation Walloon NV che commercializzano gas ed energia elettrica prevalentemente ai segmenti residenziale e professionale in Belgio. In sede di impairment review, il management ha rilevato la svalutazione di 849 milioni di euro del valore di libro di tale CGU che riflette le ridotte prospettive di redditività del business. La svalutazione è stata attribuita per intero al goodwill allocato alla CGU.

Le assunzioni fondamentali adottate ai fini della stima del valore d'uso delle due CGU riguardano i margini commerciali, le quantità vendute, i tassi di attualizzazione e il tasso finale di crescita. La determinazione del valore d'uso è stata eseguita sulla base delle proiezioni economico-finanziarie del piano quadriennale aziendale adottato per le valutazioni di bilancio con gli aggiornamenti disponibili in sede di relazione semestrale. Tali aggiornamenti indicano un continuo deterioramento dei fondamentali del settore europeo del gas a causa della significativa contrazione della domanda penalizzata dalla recessione economica che spinge gli operatori a competere in maniera aggressiva sul pricing tenuto conto del permanere di un'offerta abbondante, della liquidità dei mercati spot continentali e dei vincoli minimi di prelievo dei contratti di approvvigionamento take-or-pay. Tali trend sono previsti penalizzare i risultati economici e i cash flow del business gas negli anni futuri. In particolare il principale driver della svalutazione della CGU mercato europeo è costituito dal continuo indebolimento dei margini unitari di commercializzazione dovuto all'andamento divergente tra il costo dell'approvvigionamento indicizzato al prezzo del petrolio e la debole dinamica dei prezzi spot agli hub continentali, riferimento crescente delle formule di vendita, che sono influenzati dalla debolezza della domanda e dalle ridotte opportunità di vendita. Rispetto al piano quadriennale adottato in sede di bilancio 2011, il management assume nell'aggiornamento delle proiezioni economico-finanziarie in occasione della semestrale 2012 le seguenti variazioni: i) contrazione di circa il 50% dei margini unitari di commercializzazione nel quadriennio di riferimento; ii) tasso finale di crescita della perpetuity pari a zero (invariato); iii) tasso di attualizzazione invariato al 7,5%.

I cash flow futuri delle due CGU mercato gas Italia e mercato europeo sono stati stimati assumendo gli effetti economici e finanziari di una nuova fase di rinegoziazioni dei principali contratti di approvvigionamento di gas Eni dopo quella conclusa nel primo trimestre 2012.

La stima del valore terminale è stata eseguita con il metodo della perpetuity dell'ultimo anno del quadriennio considerato normalizzato assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero per entrambe le CGU. Il valore d'uso della CGU mercato europeo è stato determinato attualizzando i relativi flussi di cassa post-tax al tasso di sconto post-tax del 7,5% che corrisponde al tasso pre-tax del 9,2% (nell'impairment test della relazione finanziaria annuale 2011 il tasso di sconto post-tax del 7,5% corrispondeva al tasso pre-tax del 9,3%); per la CGU mercato Italia è stato utilizzato il tasso di sconto post-tax del 7% che corrisponde al tasso pre-tax del 13,2% (nell'impairment test della relazione finanziaria annuale 2011 il tasso di sconto post-tax del 7% corrispondeva al tasso pre-tax del 13,1%).

L'ecedenza del valore recuperabile della CGU mercato gas Italia rispetto al corrispondente valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito, pari a 242 milioni di euro si azzerava al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 23% in media dei margini previsti; (ii) diminuzione del 23% in media dei volumi previsti; (iii) incremento di 3 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita nominale negativo del 4%. Il valore recuperabile della CGU mercato gas Italia e la relativa analisi di sensitivity sono stati calcolati sulla base dei soli margini retail, escludendo il margine del grossista e i margini dei clienti business (industriali, termoelettrici e altri).

Settore Ingegneria & Costruzioni

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
E&C Offshore	415	415
E&C Onshore	315	316
Altre	19	19
	749	750

Il goodwill di 750 milioni di euro riguarda essenzialmente quello rilevato a seguito dell'acquisto di Bouygues Offshore SA, ora Saipem SA (710 milioni di euro), allocato alle due CGU E&C Offshore e E&C Onshore. Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile delle CGU riguardano il risultato operativo, il tasso di attualizzazione dei flussi e il tasso di crescita terminale degli stessi. Non essendosi modificati in modo significativo gli elementi alla base delle previsioni del piano quadriennale adottato ai fini dell'impairment review del bilancio 2011 e gli altri parametri e ipotesi di valutazione, si ritiene che non sussista la necessità di procedere a un aggiornamento della stima del valore recuperabile delle due CGU eseguita per il bilancio 2011 che eccedeva in entrambi i casi il valore di libro compreso il goodwill associato.

Per quanto riguarda il goodwill dei settori Exploration & Production e Refining & Marketing, i test di impairment hanno evidenziato i seguenti risultati: (i) nel settore Exploration & Production con un goodwill di 277 milioni di euro, allo stato il management ritiene che non vi sono variazioni ragionevolmente possibili negli scenari di prezzo e nei profili di produzione/costi tali da comportare l'azzeramento dell'eccedenza del valore recuperabile rispetto al valore di libro delle cash generating unit alle quali tali goodwill sono stati allocati. Il goodwill si riferisce essenzialmente alla quota del costo di acquisizione non allocato a proved e a unproved mineral interest nelle business combination Lasmo, Burren Energy (Congo) e First Calgary; (ii) nel settore Refining & Marketing, il goodwill di 160 milioni di euro riguarda per 64 milioni di euro reti di stazioni di servizio acquisite nel 2008 nella Repubblica Ceca, Ungheria e Slovacchia e per 76 milioni di euro la rete commerciale acquisita in Austria nel 2010. Le prospettive di redditività di tali asset sono stabili rispetto alle assunzioni adottate in sede di bilancio 2011 ai fini della verifica della recuperabilità del valore di libro.

La riclassifica alle discontinued operations di 4.144 milioni di euro è commentata alla nota n. 22 - Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

10 Partecipazioni

Le partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2011	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 30.06.2012
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	5.843	81	11	337	(229)	79	427	6.549
Altre partecipazioni	399	47	8			6	(151)	309
	6.242	128	19	337	(229)	85	276	6.858

Le acquisizioni e sottoscrizioni relative alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto di 81 milioni di euro riguardano principalmente la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Angola LNG Ltd (53 milioni di euro) impegnata nella realizzazione di un impianto di liquefazione per la valorizzazione di riserve gas (quota Eni nel progetto del 13,6%) e l'acquisizione del 20% del capitale della South Stream Transport AG (10 milioni di euro).

Le acquisizioni e sottoscrizioni relative alle altre partecipazioni di 47 milioni di euro riguardano l'acquisizione del 15% del capitale della Novamont SpA (35 milioni di euro) e la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Servizi Fondo Bombole Metano SpA (12 milioni di euro).

Il 20 luglio 2012 Eni ha concluso con Amorim Energia BV l'operazione di cessione di 41.462.532 azioni, al prezzo di 14,25 euro per azione, pari al 5% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA. Come previsto dagli accordi firmati da Eni, Amorim Energia e Caixa Geral de Depositos e comunicati al mercato il 29 marzo, tale vendita sancisce l'uscita di Eni dal patto parasociale e la cessazione del rapporto di collegamento con Galp. La partecipazione Eni in Galp Energia SGPS SA scende al 28,34% e assume natura finanziaria.

La valutazione con il metodo del patrimonio netto di 337 milioni di euro è riferita principalmente a Unión Fenosa Gas SA (108 milioni di euro), a Galp Energia SGPS SA (80 milioni di euro), alla United Gas Derivatives Co (35 milioni di euro), alla Blue Stream Pipeline Co BV (20 milioni di euro), alla Unimar Llc (20 milioni di euro), alla Eni BTC Ltd (18 milioni di euro) e a PetroSucre SA (17 milioni di euro).

Il decremento per dividendi di 229 milioni di euro è riferito principalmente a Galp Energia SGPS SA (55 milioni di euro), alla Unimar Llc (54 milioni di euro), alla United Gas Derivatives Co (31 milioni di euro) e a Unión Fenosa Gas SA (18 milioni di euro).

Le differenze di cambio da conversione di 85 milioni di euro riguardano essenzialmente imprese con moneta funzionale dollaro USA (79 milioni di euro).

Le altre variazioni delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto di 427 milioni di euro comprendono un provento straordinario di 835 milioni di euro derivante dall'aumento di capitale di una controllata Galp, la Petrogal, sottoscritto da un socio terzo mediante apporto in denaro superiore al valore di libro della sua quota di interessenza relativa e, in diminuzione, la riclassifica alle discontinued operations per 375 milioni di euro. Le discontinued operations sono commentate alla nota n. 22 - Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

Le altre variazioni relative alle altre partecipazioni di 151 milioni di euro comprendono: (i) la riclassifica ad attività destinate alla vendita di Interconnector (UK) Ltd (137 milioni di euro), di Super Octanos CA (51 milioni di euro), di SETGÁS - Sociedade de Distribuição de Gás Natural SA (13 milioni di euro), di Huberator SA (4 milioni di euro), di Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro SA (3 milioni di euro) e di Interconnector Zeebrugge Terminal S.C./C.V. Scrl (0,2 milioni di euro); (ii) la ripresa di valore della partecipata Super Octanos CA (51 milioni di euro).

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, e collegate al 30 giugno 2012 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 30 giugno 2012" che costituisce parte integrante delle presenti note.

11 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.516	1.257
Titoli strumentali all'attività operativa	62	58
	1.578	1.315

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono esposti al netto del fondo svalutazione di 32 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2011).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 1.257 milioni di euro (1.516 milioni di euro al 31 dicembre 2011) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (540 milioni di euro), Gas & Power (519 milioni di euro) e Refining & Marketing (107 milioni di euro), nonché crediti per leasing finanziario per 47 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2011). I finanziamenti sono concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per 744 milioni di euro. I crediti per leasing finanziario riguardano la concessione in leasing della rete di trasporto gas belga da parte della Finpipe GIE.

I titoli di 58 milioni di euro (62 milioni di euro al 31 dicembre 2011) sono classificati come attività finanziarie da mantenere fino alla scadenza e riguardano titoli quotati emessi dallo Stato italiano per 26 milioni di euro e da stati esteri per 32 milioni di euro, di cui, Spagna 10 milioni di euro, Belgio 7 milioni di euro e Francia 5 milioni di euro.

Il valore di mercato dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a 1.301 milioni di euro. La valutazione al fair value dei titoli non produce effetti significativi. Il valore di mercato dei crediti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra lo 0,5% e il 3,1% (0,7% e 3,1% al 31 dicembre 2011). Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato. I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

12 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di 3.835 milioni di euro (4.045 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2011	Incrementi netti	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 30.06.2012
	5.514	382	128	(957)	5.067

Le altre variazioni di 957 milioni di euro comprendono la riclassifica alle discontinued operations per 579 milioni di euro. Le discontinued operations sono commentate alla nota n. 22 - Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

L'analisi delle attività per imposte anticipate è indicata alla nota n. 20 - Passività per imposte differite.

13 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Attività per imposte correnti	154	155
Crediti per attività di disinvestimento	535	832
Altri crediti	258	335
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	714	678
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	33	26
Altre attività	2.531	1.916
	4.225	3.942

I crediti per attività di disinvestimento di 832 milioni di euro (535 milioni di euro al 31 dicembre 2011) comprendono: (i) il credito residuo di 292 milioni di euro per l'indennizzo transatto con le Autorità venezuelane a fronte dell'esproprio del titolo minerario di Daci6n. Il credito matura interessi a condizioni di mercato per effetto del differimento del rimborso. In base all'accordo tra le parti il rimborso pu6 avvenire attraverso cessioni equivalenti di idrocarburi. Nel 2011 sono stati ritirati nove carichi di prodotti petroliferi per l'importo complessivo di circa 187 milioni di euro (260 milioni di dollari USA). Nel primo semestre del 2012 6 stato ritirato un carico per un valore di 29 milioni di dollari USA e sono stati concordati ulteriori carichi da ritirare nel secondo semestre 2012. Sono in corso negoziazioni per definire ulteriori rimborsi del credito con cessioni equivalenti di idrocarburi; (ii) la quota a lungo termine di 228 milioni di euro del credito relativo alla cessione della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazakho KazMunaiGas sulla base degli accordi tra i partner internazionali del consorzio North Caspian Sea PSA e le Autorit6 kazakhe che implementano il nuovo schema contrattuale e di governance del progetto con efficacia economica dal 1° gennaio 2008. Il rimborso del credito 6 previsto in tre rate annuali a partire dalla data di inizio della produzione che 6 attesa per la fine dell'anno 2012 o per i primi mesi del 2013. Il credito matura interessi a tassi di mercato. La quota a breve termine 6 indicata alla nota n. 5 - Crediti commerciali e altri crediti; (iii) la quota a lungo termine (179 milioni di euro) del credito relativo alla cessione della quota del 3,25% nel progetto Karachaganak (pari al 10% dell'interessenza Eni) alla controparte di stato kazakha KazMunaiGas sulla base dell'accordo transattivo del dicembre 2011 tra le Contracting Companies del Final Production Sharing Agreement (FPSA) di Karachaganak e le Autorit6 kazakhe che ha sancito la chiusura del contenzioso sul cost recovery e su alcune materie fiscali. L'accordo si 6 perfezionato il 28 giugno 2012. Il rimborso del credito 6 previsto in tre anni, a partire da luglio 2012, in rate mensili e matura interessi a tassi di mercato. La quota a breve termine del credito 6 indicata alla nota n. 5 - Crediti commerciali e altri crediti.

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

Il fair value su strumenti finanziari derivati 6 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 su strumenti finanziari derivati non di copertura di 678 milioni di euro (714 milioni di euro al 31 dicembre 2011) riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'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 sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di 26 milioni di euro (33 milioni di euro al 31 dicembre 2011) 6 riferito al settore Gas & Power come descritto alla nota n. 7 - Altre attivit6 correnti. Il fair value passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 30 giugno 2013 6 indicato alla nota n. 21 - Altre passivit6 non correnti; il fair value attivo e passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 30 giugno 2013 6 indicato rispettivamente alle note n. 7 - Altre attivit6 correnti e n. 17 - Altre passivit6 correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 23 - Patrimonio netto e n. 27 - Costi operativi.

Le altre attivit6 di 1.916 milioni di euro (2.531 milioni di euro al 31 dicembre 2011) comprendono gli anticipi dovuti ai fornitori per quantit6 di gas non ritirate, di cui 6 previsto il ritiro oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi per 1.675 milioni di euro (2.227 milioni di euro al 31 dicembre 2011). La riduzione di 552 milioni di euro 6 dovuta agli effetti delle rinegoziazioni di alcuni contratti take-or-pay perfezionate nel 2012 con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011 che hanno comportato la riduzione degli obblighi minimi di prelievo. La clausola di take-or-pay prevede l'anticipazione totale o parziale del prezzo contrattuale per i volumi di gas non ritirati, rispetto alla quantit6 minima contrattuale, con facolt6 di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato (clausola di take-or-pay nel glossario). Il valore contabile dell'anticipo che sostanzialmente 6 assimilabile a un credito in natura 6 oggetto di svalutazione per allinearlo al valore netto di realizzo del gas quando quest'ultimo 6 inferiore. In caso contrario e nei limiti del costo sostenuto 6 prevista la ripresa di valore. L'ammontare dei volumi di gas prepagati riflette le difficili condizioni del mercato europeo del gas naturale a causa della debolezza della domanda e dell'intensa pressione competitiva alimentata dall'oversupply. Il management prevede di recuperare i volumi pre-pagati nel lungo termine, una volta superati gli squilibri correnti del mercato del gas, facendo leva sui trend consolidati di sviluppo della domanda e sulla progressiva crescita delle vendite Eni in Italia e nei mercati europei target grazie alla migliorata competitivit6 del gas Eni che riflette i benefici attesi dalle rinegoziazioni contrattuali in corso e pianificate e al rafforzamento della leadership in Europa.

Passività correnti

14 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Banche	786	977
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	2.997	2.321
Altri finanziatori	676	649
	4.459	3.947

Il decremento di 512 milioni di euro delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente ai rimborsi netti (554 milioni di euro) e, in incremento, alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (59 milioni di euro). I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di 2.321 milioni di euro riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie Eni Finance USA Inc per 1.455 milioni di euro ed Eni Finance International SA per 866 milioni di euro.

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

Al 30 giugno 2012 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.

15 Debiti commerciali e altri debiti

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

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Debiti commerciali	13.436	12.026
Acconti e anticipi	2.313	2.273
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	2.280	1.740
- altri debiti	4.883	3.834
	7.163	5.574
	22.912	19.873

Il decremento dei debiti commerciali di 1.410 milioni di euro è riferito principalmente ai settori Gas & Power (832 milioni di euro) e Refining & Marketing (115 milioni di euro). Il decremento comprende la riclassifica alle discontinued operations (446 milioni di euro). Le discontinued operations sono commentate alla nota n. 22 - Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

Il decremento degli altri debiti di 1.049 milioni di euro riguarda principalmente la riduzione dei debiti verso i fornitori di gas in essere al 31 dicembre 2011 (706 milioni di euro) relativi all'importo dei volumi per i quali è maturato in capo a Eni l'obbligo di take-or-pay in adempimento ai relativi contratti di acquisto. Tale variazione riflette i benefici di alcune rinegoziazioni perfezionate nel primo semestre 2012 con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011 che hanno ridotto gli obblighi minimi di prelievo, nonché i pagamenti eseguiti nel semestre. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 13 - Altre attività non correnti.

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

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

16 Passività per imposte sul reddito correnti

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

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Imprese italiane	390	177
Imprese estere	1.702	1.662
	2.092	1.839

17 Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	1.668	1.480
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	121	110
Altre passività	448	437
	2.237	2.027

Il fair value su 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 su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading di 1.480 milioni di euro (1.668 milioni di euro al 31 dicembre 2011) riguarda: (i) per 1.476 milioni di euro (1.587 milioni di euro al 31 dicembre 2011) strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all' 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 sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; (ii) per 2 milioni di euro (80 milioni di euro al 31 dicembre 2011) strumenti finanziari derivati di trading su commodity posti in essere dal settore Gas & Power per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di business del Mercato; (iii) per 2 milioni di euro (1 milione di euro al 31 dicembre 2011) derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas del settore Exploration & Production.

Il fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di 110 milioni di euro (121 milioni di euro al 31 dicembre 2011) è riferito al settore Gas & Power per 108 milioni di euro (119 milioni di euro al 31 dicembre 2011). Il fair value relativo al settore Gas & Power si riferisce a operazioni di copertura del bilanciamento del portafoglio gas in caso di eccesso o carenza e a operazioni di copertura del rischio cambio e commodity descritte alla nota n. 7 - Altre attività correnti. Il fair value attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 30 giugno 2013 è indicato alla nota n. 7 - Altre attività correnti; il fair value passivo e attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 30 giugno 2013 è indicato rispettivamente alle note n. 21 - Altre passività non correnti e n. 13 - Altre attività non correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 23 - Patrimonio netto e n. 27 - Costi operativi.

Le altre passività di 437 milioni di euro (448 milioni di euro al 31 dicembre 2011) comprendono gli anticipi di 20 milioni di euro ricevuti da clienti somministrati per le 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 entro il prossimo esercizio.

Passività non correnti

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

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

(milioni di euro)	31.12.2011			30.06.2012		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Obbligazioni ordinarie	14.652	397	15.049	14.910	1.878	16.788
Banche	8.053	1.601	9.654	9.715	1.108	10.823
Altri finanziatori	397	38	435	358	38	396
	23.102	2.036	25.138	24.983	3.024	28.007

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di 28.007 milioni di euro (25.138 milioni di euro al 31 dicembre 2011) aumentano di 2.869 milioni di euro. L'incremento è dovuto essenzialmente al saldo tra le nuove assunzioni per 3.312 milioni di euro e i rimborsi per 681 milioni di euro e comprende, in aumento, differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi 70 milioni di euro. Il saldo delle nuove assunzioni di debiti finanziari non comprende l'assunzione di 1.500 milioni di euro da parte di Snam SpA perché riclassificati nelle discontinued operations che sono commentate alla nota n. 22 - Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

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. Nel 2011 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 2011 e al 30 giugno 2012 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a 2.316 milioni di euro e a 2.527 milioni di euro. 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 16.788 milioni di euro riguardano titoli relativi al programma di Euro Medium Term Notes per complessivi 12.505 milioni di euro e altri prestiti obbligazionari per complessivi 4.283 milioni di euro.

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

	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza		Tasso %	
					da	a	da	a
(milioni di euro)								
Società emittente								
<i>Euro Medium Term Notes</i>								
Eni SpA	1.500	41	1.541	EUR		2019		4,125
Eni SpA	1.500	24	1.524	EUR		2016		5,000
Eni SpA	1.500	11	1.511	EUR		2013		4,625
Eni SpA	1.250	31	1.281	EUR		2014		5,875
Eni SpA	1.250	29	1.279	EUR		2017		4,750
Eni SpA	1.000	11	1.011	EUR		2020		4,250
Eni SpA	1.000	10	1.010	EUR		2018		3,500
Eni SpA	1.000	(2)	998	EUR		2020		4,000
Eni SpA	750	(5)	745	EUR		2019		3,750
Eni Finance International SA	558	8	566	GBP	2018	2021	4,750	6,125
Eni Finance International SA	410	2	412	YEN	2013	2037	1,150	2,810
Eni Finance International SA	370	2	372	EUR	2017	2032	3,750	5,600
Eni Finance International SA	202	2	204	USD	2013	2015	4,450	4,800
Eni Finance International SA	35		35	USD		2013		variabile
Eni Finance International SA	16		16	EUR		2015		variabile
	12.341	164	12.505					
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>								
Eni SpA	1.109	24	1.133	EUR		2017		4,875
Eni SpA	1.000	(8)	992	EUR		2015		4,000
Eni SpA	1.000	(8)	992	EUR		2015		variabile
Eni SpA	358	1	359	USD		2020		4,150
Eni SpA	278		278	USD		2040		5,700
Eni SpA	215	(1)	214	EUR		2017		variabile
Eni USA Inc	317	(3)	314	USD		2027		7,300
Eni UK Holding Plc	1		1	GBP		2013		variabile
	4.278	5	4.283					
	16.619	169	16.788					

Le obbligazioni che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a 1.621 milioni di euro e riguardano Eni SpA per 1.511 milioni di euro, Eni Finance International SA per 109 milioni di euro e Eni UK Holding Plc per 1 milione di euro. Nel corso del primo semestre 2012 sono state emesse nuove obbligazioni per 1.826 milioni di euro, di cui Eni SpA per 1.756 milioni di euro ed Eni Finance International SA per 70 milioni di euro.

Alla data del 30 giugno 2012, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di 10.756 milioni di euro, di cui 2.141 milioni di euro committed; le linee di credito a lungo termine committed, pari a 5.695 milioni di euro, risultano interamente utilizzate. Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo calcolati sulla base delle normali condizioni di mercato. Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a 15 miliardi di euro; di essi, circa 12,25 miliardi di euro sono stati già collocati al 30 giugno 2012. Il Gruppo mantiene uno standing creditizio elevato con rating Standard & Poor's A per il debito a lungo termine e A-1 per il breve, outlook negativo; rating Moody's A3 per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve, outlook negativo.

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a 30.578 milioni di euro (27.103 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Obbligazioni ordinarie	16.895	19.166
Banche	9.727	10.972
Altri finanziatori	481	440
	27.103	30.578

Il valore di mercato è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra lo 0,5% e il 3,1% (0,7% e 3,1% al 31 dicembre 2011).

Al 30 giugno 2012 non vi sono passività finanziarie garantite da depositi vincolati.

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

(milioni di euro)	31.12.2011			30.06.2012		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	1.500		1.500	4.640		4.640
B. Titoli disponibili per la vendita	37		37	31		31
C. Liquidità (A+B)	1.537		1.537	4.671		4.671
D. Crediti finanziari	28		28	374		374
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	786		786	977		977
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	1.601	8.053	9.654	1.108	9.715	10.823
G. Prestiti obbligazionari	397	14.652	15.049	1.878	14.910	16.788
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	503		503	532		532
I. Altre passività finanziarie a breve termine	3.170		3.170	2.438		2.438
L. Altre passività finanziarie a lungo termine	38	397	435	38	358	396
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	6.495	23.102	29.597	6.971	24.983	31.954
N. Indebitamento finanziario netto (M-C-D)	4.930	23.102	28.032	1.926	24.983	26.909

19 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2011	Accantonamenti	Rilevazione iniziale e variazione stima	Effetto attualizzazione	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 30.06.2012
Fondo abbandono e ripristino siti e social project	6.780		667	133	(98)		147	(374)	7.255
Fondo rischi ambientali	3.084	46		19	(88)	(6)		(68)	2.987
Fondo rischi per contenziosi	1.074	362		5	(16)	(27)	7	(88)	1.317
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	343	97			(70)			1	371
Fondo per imposte	344	32			(16)		8	(12)	356
Fondo esodi agevolati	163	44		14	(2)				219
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	172	3				(10)	1	9	175
Fondo mutua assicurazione OIL	98	2						(1)	99
Fondo contratti onerosi	125				(35)		2	(1)	91
Fondo rischi contrattuali e perdite su commesse pluriennali	60	13			(36)			(36)	1
Fondo a copertura delle quantità di gas non contabilizzate	54							(54)	
Fondo approvvigionamento merci	28				(27)	(1)			
Altri fondi (*)	410	106		1	(93)	(14)		19	429
	12.735	705	667	172	(481)	(58)	165	(605)	13.300

(*) Di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro.

Le altre variazioni di 605 milioni di euro comprendono la riclassifica alle discontinued operations per 613 milioni di euro. Le discontinued operations sono commentate alla nota n. 22 - Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

20 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di 3.835 milioni di euro (4.045 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2011	Accantonamenti netti	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 30.06.2012
	7.120	629	262	(1.057)	6.954

Le altre variazioni di 1.057 milioni di euro comprendono la riclassifica alle discontinued operations e passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita per 438 milioni di euro. Le discontinued operations sono commentate alla nota n. 22 - Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

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

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Passività per imposte differite	11.165	10.789
Attività per imposte anticipate compensabili	(4.045)	(3.835)
	7.120	6.954
Attività per imposte anticipate non compensabili	(5.514)	(5.067)
Passività per imposte differite nette	1.606	1.887

21 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	591	691
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	37	12
Passività per imposte non correnti		22
Altri debiti	70	68
Altre passività	2.202	1.581
	2.900	2.374

Il fair value su 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 su strumenti finanziari derivati non di copertura di 691 milioni di euro (591 milioni di euro al 31 dicembre 2011) riguarda: (i) per 678 milioni di euro (568 milioni di euro al 31 dicembre 2011) strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'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 sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; (ii) per 13 milioni di euro (14 milioni di euro al 31 dicembre 2011) derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas del settore Exploration & Production.

Il fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di 12 milioni di euro (37 milioni di euro al 31 dicembre 2011) è riferito al settore Gas & Power e riguarda operazioni di copertura del rischio cambio e commodity descritte alla nota n. 7 - Altre attività correnti. Il fair value attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 30 giugno 2013 è indicato alla nota n. 13 - Altre attività non correnti; il fair value passivo e attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 30 giugno 2013 è indicato rispettivamente alle note n. 17 - Altre passività correnti e n. 7 - Altre attività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 23 - Patrimonio netto e n. 27 - Costi operativi.

Le altre passività di 1.581 milioni di euro (2.202 milioni di euro al 31 dicembre 2011) comprendono gli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per 1.014 milioni di euro (1.061 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e gli anticipi ricevuti dai clienti somministrati per quantità di gas non ritirate di 307 milioni di euro (299 milioni di euro al 31 dicembre 2011) per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine. Il decremento delle altre passività di 621 milioni di euro comprende la riclassifica alle discontinued operations per 668 milioni di euro. Le discontinued operations sono commentate alla nota n. 22 - Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

22 Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Discontinued operations

Snam

Il 30 maggio 2012 Eni e Cassa Depositi e Prestiti (CDP) hanno fissato i termini principali della cessione del 30% meno un'azione del capitale votante di Snam (v. "Cessione di Snam" nell'andamento operativo della relazione sulla gestione) al prezzo di 3,47 euro per azione per il corrispettivo complessivo di 3.517 milioni di euro. Il contratto di compravendita tra le due controparti è stato stipulato il 15 giugno ed è soggetto a talune condizioni sospensive tra le quali l'ottenimento dell'autorizzazione antitrust, con closing che potrà essere realizzato a partire dal 15 ottobre prossimo. Il closing della transazione determinerà la perdita del controllo di Eni su Snam.

L'operazione attua le disposizioni del Decreto Legge "Liberalizzazioni" del 24 gennaio 2012, n. 1 (convertito in Legge 24 marzo 2012, n. 27), ai sensi del quale la separazione di Snam da Eni deve avvenire secondo il modello di separazione proprietaria (cd. "ownership unbundling") di cui all'art. 19 del Decreto Legislativo 1° giugno 2011 n. 93, in conformità ai criteri, alle condizioni e alle modalità definite dal Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri emanato in data 25 maggio 2012 (il "DPCM") volti ad assicurare la piena terzietà di Snam nei confronti della maggiore impresa di produzione e vendita di gas naturale in Italia.

Inoltre, il DPCM stabilisce la cessione della quota residua di Eni in Snam dopo la cessione a CDP mediante procedure di vendita trasparenti e non discriminatorie rivolte al pubblico dei risparmiatori e degli investitori istituzionali. In tale ambito, il 18 luglio 2012 Eni ha finalizzato la cessione di una partecipazione pari al 5% del capitale sociale di Snam (178.559.406 azioni ordinarie) attraverso una procedura di accelerated bookbuilding rivolta a investitori istituzionali italiani ed esteri. Il corrispettivo dell'operazione è di 612,5 milioni di euro, pari a 3,43 euro per azione.

Snam e le sue controllate gestiscono le attività regolate del trasporto del gas a mezzo di grandi dorsali, distribuzione mediante reti locali alle utenze del settore residenziale, commercio e piccola industria, servizio di rigassificazione del GNL e servizi di stoccaggio del gas in giacimenti semiesauriti per finalità strategiche e di modulazione. Trattandosi di una "major line of business", il management ha rappresentato i risultati di Snam e delle sue controllate come discontinued operations.

Con riferimento alla rappresentazione delle discontinued operations prevista dai principi contabili internazionali (IFRS 5), si precisa che il Gruppo Snam rimane incluso nell'area di consolidamento al 30 giugno 2012 e, pertanto, i valori rappresentati come discontinued operations tengono conto dell'elisione dei rapporti intercompany. Ai fini della rappresentazione:

- nello schema di stato patrimoniale, le attività e le passività delle discontinued operations sono state rilevate, rispettivamente, in un'unica voce dell'attivo e del passivo;
- nello schema di conto economico, i risultati economici relativi alle discontinued operations, al netto degli effetti fiscali, sono rilevati in un'apposita voce indicata prima dell'utile netto del periodo;
- nello schema di rendiconto finanziario, il flusso di cassa netto da attività operativa afferente alle discontinued operations è stato separatamente evidenziato.

Per i dati di conto economico e per quelli relativi ai flussi di cassa della discontinued operations è fornito il corrispondente dato comparativo.

Di seguito sono rappresentati i principali valori di bilancio delle discontinued operations al netto delle partite intercompany.

(milioni di euro)	30.06.2012
Attività correnti	1.959
Attività materiali	12.249
Attività immateriali	3.830
Goodwill	314
Partecipazioni	375
Attività per imposte anticipate	579
Altre attività non correnti	222
Totale Attività	19.528
Passività correnti	1.336
Passività per imposte differite	438
Fondi per rischi e oneri	613
Altre passività non correnti	2.288
Totale Passività	4.675

Di seguito sono rappresentati i principali dati economico-finanziari delle discontinued operations al netto delle partite intercompany.

(milioni di euro)	I semestre 2011	I semestre 2012
Totale ricavi	848	1.311
Costi operativi	587	733
Utile operativo	261	578
Proventi (oneri) finanziari	12	9
Proventi (oneri) su partecipazioni	27	23
Utile ante imposte	300	610
Imposte sul reddito	(317)	(351)
Risultato netto	(17)	259
- di cui azionisti Eni	(10)	144
- di cui interessenze di terzi	(7)	115
Risultato netto per azione	(ammontari in euro per azione)	
		0,04
Flusso di cassa netto da attività operativa	206	82
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(749)	(661)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(204)	1.290
Investimenti tecnici	657	493

I crediti e i debiti delle discontinued operations verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di 471 milioni di euro e 170 milioni di euro riguardano essenzialmente asset non strategici del settore Exploration & Production (rispettivamente, 250 e 170 milioni di euro) e le partecipazioni Interconnector (UK) Ltd (137 milioni di euro), Super Octanos CA (51 milioni di euro), SETGÁS - Sociedade de Distribuição de Gás Natural SA (13 milioni di euro), di Huberator SA (4 milioni di euro), di Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro SA (3 milioni di euro) e di Interconnector Zeebrugge Terminal S.C./C.V. Scrl (0,2 milioni di euro). Nel corso del primo semestre 2012 sono stati ceduti asset non strategici del settore Exploration & Production per un valore di libro di 191 milioni di euro e altri asset minori per un valore di libro di 5 milioni di euro.

23 Patrimonio netto

Interessenze di terzi

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

(milioni di euro)	Utile netto del I semestre		Patrimonio netto	
	2011	2012	31.12.2011	30.06.2012
Saipem SpA	380	222	2.802	2.887
Snam SpA	282	228	1.730	1.750
Altre	(4)	3	389	392
	658	453	4.921	5.029

Patrimonio netto di Eni

Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.753	6.752
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	49	33
Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(8)	(1)
Altre riserve	1.421	1.428
Riserva per differenze cambio da conversione	1.539	2.659
Azioni proprie	(6.753)	(6.752)
Utili relativi a esercizi precedenti	42.531	45.618
Acconto sul dividendo	(1.884)	
Utile netto	6.860	3.844
	55.472	58.545

Capitale sociale

Al 30 giugno 2012, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2011).

L'8 maggio 2012 l'Assemblea Ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di 0,52 euro per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2011 di 0,52 euro per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento a partire dal 24 maggio 2012, con stacco cedola fissato al 21 maggio 2012. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2011 ammonta perciò a 1,04 euro.

Il 16 luglio 2012 l'Assemblea Straordinaria e Ordinaria degli azionisti Eni ha deliberato: (i) l'eliminazione dell'indicazione del valore nominale di tutte le azioni ordinarie rappresentative del capitale sociale; (ii) l'annullamento di n. 371.173.546 azioni proprie prive del valore nominale, mantenendo invariato l'ammontare del capitale sociale, e procedendo alla riduzione della "Riserva per acquisto azioni proprie" per l'importo di 6.522 milioni di euro, pari al valore di carico delle azioni annullate; (iii) l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario, entro 18 mesi dalla data della delibera, fino ad un massimo di 363.000.000 numero di azioni ordinarie Eni e fino all'ammontare complessivo di 6.000 milioni di euro; (iv) l'imputazione ad una specifica riserva destinata all'acquisto di azioni proprie dell'importo complessivo di 6.000 milioni di euro, formata utilizzando per pari ammontare riserve di bilancio disponibili.

Riserva legale

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

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

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

	Strumenti finanziari disponibili per la vendita			Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge			Totale		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
(milioni di euro)									
Riserva al 31 dicembre 2011	(9)	1	(8)	77	(28)	49	68	(27)	41
Variazione del periodo	8	(1)	7	40	9	49	48	8	56
Utilizzo a conto economico				(65)		(65)	(65)		(65)
Riserva al 30 giugno 2012	(1)		(1)	52	(19)	33	51	(19)	32

Altre riserve

Le altre riserve di 1.428 milioni di euro (1.421 milioni di euro al 31 dicembre 2011) si analizzano come segue:

- per 1.135 milioni di euro riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita alle interessenze di terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di Italgas SpA e Stoccaggi Gas Italia SpA a Snam SpA (1.137 milioni di euro al 31 dicembre 2011);
- per 247 milioni di euro riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita alle interessenze di terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di Snamprogetti SpA a Saipem Projects SpA, entrambe incorporate da Saipem SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2011);
- per 157 milioni di euro riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2011);
- per 20 milioni di euro riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito della cessione di azioni proprie da parte di Saipem e Snam a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti (14 milioni di euro al 31 dicembre 2011);
- negative per 123 milioni di euro riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 45,73% di interessenze di terzi relative ad Altergaz SA (119 milioni di euro al 31 dicembre 2011);
- negative per 8 milioni di euro riguardano la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (negative per 15 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

24 Altre informazioni

Acquisizioni

Nuon Belgium NV e Nuon Power Generation Walloon NV

Nel gennaio 2012 Eni ha perfezionato l'acquisizione del 100% del capitale delle società Nuon Belgium NV e Nuon Power Generation Walloon NV che commercializzano gas ed energia elettrica prevalentemente ai segmenti residenziale e professionale in Belgio. L'allocazione del valore complessivo di 214 milioni di euro 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 di euro)	Nuon Belgium NV e Nuon Power Generation Walloon NV	
	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo
Attività correnti	156	156
Attività materiali	12	12
Attività immateriali	5	49
Goodwill		94
Altre attività non correnti	3	3
Attività acquisite	176	314
Passività correnti	81	81
Passività nette per imposte differite	2	17
Altre passività non correnti	2	2
Passività acquisite	85	100
Patrimonio netto di Gruppo acquisito	91	214

Di seguito i ricavi della gestione caratteristica e l'utile netto dell'esercizio 2011.

(milioni di euro)	Nuon Belgium NV e Nuon Power Generation Walloon NV
	2011
Ricavi della gestione caratteristica	741
Utile netto	11

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	I semestre 2011	I semestre 2012
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda		
Attività correnti		108
Attività non correnti	22	171
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		46
Passività correnti e non correnti		(99)
Effetto netto degli investimenti	22	226
Totale prezzo di acquisto	22	226
a dedurre:		
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>		(48)
Flusso di cassa degli investimenti	22	178
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		
Attività correnti		1
Attività non correnti	1	1
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		5
Passività correnti e non correnti		(8)
Effetto netto dei disinvestimenti	1	(1)
Plusvalenza per disinvestimenti		2
Interessenze di terzi		(1)
Totale prezzo di vendita	1	0
a dedurre:		
<i>Disponibilità liquide ed equivalenti</i>		(2)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	1	(2)

Gli investimenti e i disinvestimenti del primo semestre 2011 riguardano l'acquisizione e la cessione di rami d'azienda. Gli investimenti del primo semestre 2012 riguardano l'acquisizione della Nuon Belgium NV e della Nuon Power Generation Walloon NV nonché di un ramo d'azienda. I disinvestimenti del primo semestre 2012 riguardano la cessione a terzi (100%) della Star Gulf FZ Co e la cessione del controllo (50%) della SAIRUS Llc.

25 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

L'ammontare delle garanzie non ha subito variazioni significative rispetto a quanto indicato nella Relazione finanziaria annuale 2011.

Impegni e rischi

L'ammontare degli impegni e rischi non ha subito variazioni significative rispetto a quanto indicato nella Relazione finanziaria annuale 2011 con eccezione delle parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in 12.150 milioni di euro (9.710 milioni di euro al 31 dicembre 2011). In particolare, l'incremento di 2.440 milioni di euro è dovuto, essenzialmente ad attività in Kazakhstan (2.521 milioni di euro).

Gestione dei rischi finanziari

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

Valori di mercato degli strumenti finanziari

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

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

In relazione a quanto sopra gli strumenti finanziari valutati al fair value al 30 giugno 2012 sono classificati: (i) nel livello 1, le "Altre attività finanziarie disponibili per la vendita" e gli "Strumenti finanziari derivati non di copertura - Future"; (ii) nel livello 2, gli strumenti finanziari derivati diversi dai "Future" compresi nelle "Altre attività correnti", nelle "Altre attività non correnti", nelle "Altre passività correnti" e nelle "Altre passività non correnti". Nel corso del primo semestre 2012 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Contenziosi

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

Di seguito sono descritti i procedimenti più significativi per i quali si sono verificati sviluppi di rilievo rispetto a quanto rappresentato nella Relazione finanziaria annuale 2011, compresi i nuovi procedimenti, nonché dei procedimenti definitivamente chiusi; salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento o perché ritenuto improbabile un esito negativo o perché lo stanziamento non è oggettivamente determinabile.

1. Ambiente

1.1 Contenzioso penale

Eni SpA

(i) Verifica della qualità delle acque sotterranee nell'area della Raffineria di Gela. Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine penale concernente la Raffineria di Gela al fine di verificare la qualità delle acque sotterranee presenti nell'area della raffineria. Le contestazioni mosse riguardano la violazione di norme ambientali in tema di inquinamento delle acque e dei suoli nonché un'ipotesi di smaltimento non autorizzato di rifiuti. Vi è stato avviso di chiusura delle indagini preliminari per uno dei dipendenti per il quale è stato emesso decreto di citazione diretta a giudizio. Non è stato emesso, invece, avviso di conclusione delle indagini nei confronti degli altri indagati. Nel corso delle udienze di cui alla citazione diretta a giudizio, il Giudice ha ammesso la costituzione di parte civile di tre associazioni ambientaliste. In data 14 maggio 2010, a seguito della discussione, il Tribunale di Gela ha pronunciato la sentenza con la quale, da una parte, ha dichiarato estinti per prescrizione tutti i reati contestati al suddetto dipendente e, dall'altra, ha condannato l'imputato alla rifusione delle spese giudiziali e al risarcimento dei danni a favore delle parti civili, danni per la cui determinazione ha rimesso le parti davanti al Giudice Civile. La Corte di Appello di Caltanissetta ha accolto il gravame proposto dai difensori degli imputati, annullando la condanna al risarcimento del danno in considerazione della maturata prescrizione dei reati contestati già in primo grado.

(ii) Infortunio mortale Truck Center Molfetta - Ente procedente: Procura della Repubblica di Trani. In data 11 maggio 2010, è stato notificato ad Eni SpA, ad otto dipendenti della società, nonché ad un ex dipendente un atto di chiusura indagini che contesta l'omicidio colposo, le lesioni personali gravissime e l'illegittimo smaltimento di rifiuti in relazione ad un incidente avvenuto a Molfetta nel marzo 2008, in cui hanno perso la vita 4 operai, dipendenti addetti alla pulizia di una ferrocisterna di proprietà di una società del Gruppo Ferrovie dello Stato. La cisterna era stata utilizzata per il trasporto di zolfo liquido prodotto da Eni nella Raffineria di Taranto.

Il PM ha stralciato la posizione di tre dipendenti ed inviato il relativo fascicolo al GIP con richiesta di archiviazione. Il GIP ha accolto la richiesta di archiviazione avanzata dal PM per le suddette tre posizioni. Per le posizioni non archiviate, all'udienza del 19 aprile, sono state ammesse tutte le parti civili costi-

tuite nei confronti degli imputati persone fisiche, con la sola eccezione della richiesta presentata da un parente di una vittima, dichiarata inammissibile per mancanza della causa petendi.

Il Giudice ha escluso, invece, la costituzione di parti civili nei confronti di Eni SpA.

In data 5 dicembre 2011, il Giudice ha pronunciato sentenza di assoluzione per le persone fisiche e per la stessa Eni SpA, come persona giuridica, con l'ampia formula del "perché il fatto non sussiste".

Successivamente, il 3 luglio 2012, la sentenza è stata appellata dal Pubblico Ministero.

Eni SpA ed Eni Rete oil&nonoil SpA

(iii) Ente procedente: Procura della Repubblica presso il Tribunale di Trani. Nel marzo 2012 è stata notificata ad Eni SpA e alla società controllata Eni Rete oil&nonoil SpA una richiesta di incidente probatorio avanzata dalla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Trani nell'ambito del procedimento penale n. 6560/2011 R.G.N.R. Si tratta di un procedimento avviato nei confronti di 7 dipendenti delle predette società per i reati di concussione e tentata concussione che sarebbero stati commessi ai danni della MIDI Sas di Minuto Pasquale, ex associato in partecipazione con la Eni Rete oil&nonoil SpA per la gestione dell'impianto di distribuzione carburanti sito nel Comune di Molfetta. La Procura ha anche contestato l'illecito amministrativo da reato per violazione degli artt. 25, 26 e 27 del D.Lgs. 231/01, ipotizzando che Eni, mediante la stipula del contratto di associazione in partecipazione ex art. 2549 c.c., abbia ottenuto indebitamente le utilità conseguenti all'elusione di alcuni obblighi di legge. Il procedimento si inserisce in un preesistente e articolato contesto processuale che vede Eni Rete oil&nonoil SpA e l'ex associato contrapposti sia in sede civile sia in sede penale. La richiesta di incidente probatorio è stata rigettata dal GIP e il procedimento prosegue quindi nella fase delle indagini preliminari. I difensori delle parti stanno predisponendo ulteriori memorie difensive per chiederne l'archiviazione.

Syndial SpA e Versalis SpA

(iv) Porto Torres - Ente procedente: Procura della Repubblica di Sassari. La Procura della Repubblica di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio, unitamente a direttori e amministratori di altre società operanti nel sito, del direttore di stabilimento Syndial di Porto Torres per disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. Si sono costituiti parte civile: la Provincia di Sassari, l'associazione Anpana (protezione animali) e la società Fratelli Polese Snc con sede presso il sito industriale e il Comune di Porto Torres. Il GUP nell'accogliere la richiesta di costituzione di parte civile delle suddette persone, sulla base delle eccezioni sollevate da Syndial riguardanti l'assenza di collegamento tra la costituzione di parte civile e il capo di imputazione, ha escluso, invece, tutte le parti civili che si erano costituite per gravi patologie associabili alle sostanze contaminanti presenti nella fauna ittica del porto industriale di Porto Torres. Il Giudice ha infine autorizzato la citazione dei Responsabili Civili, Syndial SpA, Polimeri Europa SpA, Ineos Vinyls e Sasol Italy SpA. Dopo aver sentito le parti, il Giudice dell'Udienza Preliminare del Tribunale di Sassari ha rinviato a giudizio, innanzi alla Corte di Assise di Sassari, tutti gli imputati in coerenza con l'ipotesi accusatoria della Procura che contesta la violazione dolosa degli artt. 434 (disastro ambientale) e 439 (avvelenamento di acque e sostanza destinate all'alimentazione). La Corte di Assise di Sassari, tuttavia, ha disposto l'annullamento del decreto che dispone il giudizio, per nullità e difformità rispetto all'avviso di conclusione delle indagini, rimettendo gli atti alla Procura della Repubblica. Il processo regredisce quindi alla fase immediatamente precedente la formulazione dell'imputazione.

Syndial SpA e Eni SpA

(v) Ente procedente Procura della Repubblica presso il Tribunale di Crotone. È pendente presso la Procura della Repubblica di Crotone un procedimento penale a carico di ex direttori di stabilimento di una società acquisita in passato da Eni che gestiva un impianto per la produzione di fosforo. Il reato contestato è omicidio colposo plurimo causato da malattie professionali e disastro ambientale.

In data 9 maggio 2011 il GUP del Tribunale di Crotone ha disposto il rinvio a giudizio degli ex direttori dello stabilimento.

Syndial ed Eni sono state citate quali responsabili civili e tale posizione è stata confermata dall'organo giudicante nel corso delle questioni preliminari al dibattimento.

1.2 Contenzioso civile e amministrativo

Syndial SpA (ex EniChem SpA)

(i) Inquinamento provocato dall'attività dello Stabilimento di Mantova. Nel 1992 il Ministero dell'Ambiente ha convenuto in giudizio avanti al Tribunale di Brescia EniChem SpA (ora Syndial SpA) e la Montecatini SpA chiedendo, in via principale, la loro condanna al ripristino dell'ambiente inquinato dalle attività dello stabilimento di Mantova nel periodo dal 1976 al 1990; in via subordinata, in caso di impossibilità di ripristino, al risarcimento del danno ambientale. Con accordo transattivo del 2005, Edison ha definito il risarcimento del danno ambientale relativo al periodo della sua gestione liberando, per lo stesso titolo, anche Syndial, subentrata a Edison nel giugno 1989 a seguito dell'acquisto dell'impianto. Sono in corso trattative tra le parti per la quantificazione del danno ambientale relativo al solo anno 1990.

Nel luglio 2012 il Ministero dell'Ambiente e Syndial hanno stipulato la transazione per il risarcimento del danno ambientale da contaminazione derivante dagli scarichi idrici del sito di Mantova quantificato in circa 4 milioni di euro a chiusura di tutte le pretese (in origine significativamente superiori) avanzate dal Ministero.

Si è in attesa del provvedimento formale del Giudice che dichiari l'intervenuta estinzione della causa.

(ii) Citazione in giudizio avanti al Tribunale di Venezia per danni alla laguna di Venezia causati dagli impianti di Porto Marghera. Con atto di citazione notificato il 13 dicembre 2002 EniChem SpA (ora Syndial SpA) è stata convenuta in giudizio avanti al Tribunale di Venezia, unitamente ad Ambiente SpA

(incorporata nella Syndial) e a European Vinyls Corporation Italia SpA (EVC Italia poi Ineos Vinyls Italia SpA, ora Vinyls Italia SpA), dalla Provincia di Venezia la quale ha chiesto la condanna in solido delle società convenute al risarcimento del danno ambientale, inizialmente non quantificato, che sarebbe stato arrecato alla laguna di Venezia dalle attività dei rispettivi impianti del petrolchimico di Porto Marghera che hanno costituito oggetto di due procedimenti penali a carico di dirigenti e dipendenti delle medesime società. EVC Italia e Ineos, nel costituirsi in giudizio, hanno esercitato, in via subordinata all'accertamento dell'infondatezza della pretesa della Provincia, azione di regresso nei confronti delle società Eni. La Provincia di Venezia, in sede di memoria istruttoria, ha quantificato l'entità del preteso danno subito in 287 milioni di euro. Syndial ha predisposto note scritte che mettono in evidenza come tale determinazione risulti effettuata in assenza di prove e in base a considerazioni rispetto alle quali il Tribunale e la Corte d'Appello Penale di Venezia – con sentenze passate in giudicato – avevano ritenuto EniChem completamente estranea ai fatti contestati. All'udienza del 16 ottobre 2009, fissata per la discussione della perizia, è stata dichiarata l'interruzione del processo perché Vinyls Italia, nel frattempo, è stata assoggettata ad amministrazione controllata. Il processo è rimasto sospeso sino al 22 aprile 2010, data in cui la Provincia di Venezia ha riassunto la causa in oggetto mediante ricorso ex art. 303 c.p.c. Il giudizio è proseguito con la precisazione delle conclusioni dei due imputati Vinyls e Syndial.

Il Tribunale di Venezia in data 7 maggio 2012 ha emesso la sentenza di primo grado riconoscendo alla Provincia di Venezia, a titolo di risarcimento del danno, una somma di valore non materiale.

(iii) Atto di citazione per risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore - Ente procedente: Ministero dell'Ambiente. Nel 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 di euro oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Sia i consulenti legali e tecnici di Syndial, sia quelli di Eni hanno concordemente ritenuto la predetta sentenza fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto tali da non far ritenere probabile un esito finale negativo del contenzioso e comunque hanno altresì ritenuto assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando nella sentenza congrui riferimenti che possano giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero. Sulla base di tali pareri legali e tecnici, condivisi anche da consulenti esterni in materia di principi contabili, è stato confermato di non effettuare alcun accantonamento a fronte del contenzioso in oggetto nel bilancio chiuso al 31 dicembre 2008.

Ai primi di luglio 2009, Syndial ha notificato al Ministero dell'Ambiente l'atto di appello alla sentenza di primo grado. Nell'atto di appello Syndial ha altresì presentato istanza di sospensiva dell'esecutività della sentenza di primo grado. Il Ministero dell'Ambiente, nell'appello incidentale presentato, ha chiesto alla Corte d'Appello di riformare la sentenza di primo grado condannando Syndial, in aggiunta a quanto già deciso dal Tribunale di primo grado, all'ulteriore importo di 1 miliardo e 900 milioni di euro o, in subordine, di 1 miliardo e 300 milioni di euro. All'udienza dell'11 dicembre 2009 la Corte di Appello, preso atto della modifica alla normativa sul danno ambientale, ad opera dell'art. 5 bis, DL 135/2009, e su richiesta dell'Avvocatura dello Stato, ha disposto il rinvio al 28 maggio 2010, in attesa che il Ministero dell'Ambiente emetta il decreto di determinazione dei criteri di quantificazione del risarcimento per equivalente patrimoniale del danno ambientale, ai sensi del suddetto art. 5 bis, DL 135/2009. L'Avvocatura si è impegnata a non escutere la sentenza sino alla nuova udienza.

All'udienza del 28 maggio 2010, Syndial ha chiesto un ulteriore rinvio nella perdurante attesa che venga emanato, da parte del Ministero dell'Ambiente, il regolamento previsto dall'art. 5 bis, DL 135/2009, di determinazione dei criteri di determinazione del risarcimento monetario del danno ambientale.

L'Avvocatura dello Stato ha aderito alla richiesta di rinvio, precisando che l'adesione al rinvio è motivata, altresì, dalle trattative in corso tra le parti, finalizzate alla soluzione globale del contenzioso, e rappresentando la disponibilità a non chiedere l'esecuzione della sentenza di primo grado impugnata fino alla data della prossima udienza.

Nel corso dell'udienza del 15 giugno 2012 presso la Corte d'Appello di Torino, l'Avvocatura dello Stato ha verbalizzato che il Ministero non intende eseguire la sentenza di primo grado fino all'esito del giudizio di merito.

Nel contenzioso relativo al sito di Pieve Vergonte, in corso avanti al TAR Piemonte e che riguarda l'impugnazione del Decreto Ministeriale con il quale il Ministero dell'Ambiente ha disposto: (i) il potenziamento della barriera idraulica posta a protezione del sito; (ii) la presentazione di un progetto di bonifica del Lago Maggiore, il TAR Piemonte ha emesso sentenza di merito con la quale sono stati respinti i ricorsi di Syndial. Tuttavia le prescrizioni del Ministero dell'Ambiente con riguardo agli interventi sul lago sono state modificate dal TAR Piemonte e riformulate dovendosi intendere tali prescrizioni come semplice attività d'indagine e conoscitiva. Contro tale sentenza, Syndial ha presentato ricorso con sospensiva innanzi al Consiglio di Stato. Il giudizio è stato rinviato a data da destinarsi, in considerazione dell'avvio dell'iter di approvazione del piano di caratterizzazione da parte della Conferenza dei Servizi che, con verbale del 28 aprile 2009, lo ha approvato, con prescrizioni. Syndial ha impugnato tale verbale, e il relativo decreto approvativo ministeriale. L'impugnazione è stata proposta non per contestare il contenuto del piano di caratterizzazione, a cui la società sta dando corso, ma soltanto per evitare di prestare implicitamente acquiescenza alla richiesta del Ministero (contestata nei ricorsi pendenti) che configura l'obbligo in capo a Syndial di eseguire la bonifica.

Syndial ha inoltre presentato un piano di bonifica della falda e dei suoli che non è stato approvato, essendo state imposte le prescrizioni contestate nel procedimento sopra descritto. L'eventuale soccombenza in sede amministrativa implicherebbe l'obbligo per Syndial di sostenere oneri di bonifica, al momento non quantificabili, che comunque sarebbero fatti valere come risarcimenti in forma specifica da poter portare in deduzione da quanto potrebbe essere imposto a titolo di risarcimento del danno ambientale nell'ambito del contenzioso civile pendente avanti alla Corte d'Appello di Torino.

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

Eni SpA

- (i) **Istruttoria antitrust per il trasporto del gas.** Nel mese di marzo 2012, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha avviato un'istruttoria per accertare un presunto abuso di posizione dominante posto in essere da Eni attraverso la mancata offerta al mercato di capacità di trasporto secondaria di gas sui gasdotti Transigas e TAG. In data 1° giugno 2012 Eni ha presentato una proposta di impegni ai sensi dell'articolo 14-ter della Legge n. 287/90, con l'obiettivo di ottenere la chiusura del procedimento senza accertamento di infrazione. L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, in data 12 giugno 2012 ha deliberato di sottoporre tale proposta di impegni a un market test e fissato al 12 settembre 2012 il termine ultimo per pronunciarsi sulla medesima proposta. L'istruttoria dovrà concludersi entro il 15 marzo 2013.

3. Indagini della Magistratura

- (i) **EniPower SpA.** Nel giugno 2004 la Magistratura ha avviato indagini sugli appalti stipulati dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower. Di dette indagini è stata data ampia diffusione dai mezzi di comunicazione e ne è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici di EniPower stessa a un suo dirigente che è stato licenziato. A EniPower (committente) e alla Snamprogetti SpA (oggi Saipem SpA) [appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento] sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche ex Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Nella riunione del 10 agosto 2004 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha esaminato la situazione sopra descritta e ha condiviso l'avvenuta costituzione da parte dell'Amministratore Delegato di una task force incaricata di verificare il rispetto delle procedure di Gruppo nelle modalità di affidamento degli appalti e delle forniture da parte di EniPower e Snamprogetti e nella successiva esecuzione dei lavori. Inoltre il Consiglio ha indicato, alle strutture, di prestare fattiva e tempestiva collaborazione agli organi giudiziari inquirenti. Dagli accertamenti effettuati, non sono emerse inadeguatezze nella struttura organizzativa o carenze nel sistema di controllo interno. Per alcuni aspetti specifici, le analisi sono state effettuate anche da consulenti tecnici esterni.

Eni, nell'ambito di una linea guida di fermezza e trasparenza, ha assunto le deliberazioni necessarie per la costituzione di parte civile nel procedimento penale ai fini del risarcimento degli eventuali danni che fossero derivati dai comportamenti illeciti dei propri fornitori, dei loro e dei propri dipendenti.

Nel frattempo, è stato notificato l'atto di conclusione delle indagini preliminari in cui EniPower e Snamprogetti non sono indicate tra i soggetti giuridici indagati ai sensi del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Nell'agosto 2007 è stato notificato il provvedimento con cui il Pubblico Ministero ha chiesto lo stralcio, tra gli altri, delle società EniPower SpA e di Snamprogetti SpA per la successiva archiviazione. Il procedimento prosegue a carico di ex dipendenti delle predette società nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Eni SpA, EniPower SpA e Snamprogetti SpA si sono costituite parte civile nell'udienza preliminare. L'udienza preliminare relativa al procedimento principale avanti il GUP si è conclusa il 27 aprile 2009. Il Giudice ha disposto il decreto di rinvio a giudizio di tutte le parti che non hanno fatto richiesta di patteggiamento ad esclusione di alcuni soggetti nei cui confronti è intervenuta la prescrizione. Nel corso dell'udienza del 2 marzo 2010, è stata confermata la costituzione di parte civile di Eni SpA, EniPower SpA e Saipem SpA nei confronti degli enti imputati ex D.Lgs. 231/2001. Sono stati altresì citati i responsabili civili delle ulteriori società coinvolte. Conclusasi l'escussione dei testi, il processo prosegue per la discussione delle parti. All'esito dell'udienza del 12 luglio 2011, terminata la fase delle conclusioni delle parti, il processo è stato rinviato all'udienza del 20 settembre 2011, nel corso della quale il Tribunale di Milano ha pronunciato sentenza. In particolare, il Collegio ha condannato 9 imputati per i reati loro ascritti, oltre al risarcimento dei danni da liquidarsi in separata sede, ed, in solido, alla rifusione delle spese processuali sostenute dalle parti civili. Il Tribunale ha dichiarato prescritti i reati contestati a 7 imputati, rappresentanti di alcune società coinvolte e ha inoltre pronunciato l'assoluzione per 15 imputati nel procedimento. Con riferimento agli enti imputati ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001, il Collegio ha dichiarato 7 società responsabili degli illeciti amministrativi loro ascritti, applicando oltre alla sanzione amministrativa pecuniaria altresì la corrispondente confisca. Eni SpA, EniPower SpA e Saipem SpA si erano costituite parti civili nel procedimento anche nei confronti delle predette persone giuridiche. Con la sentenza il Collegio ha dichiarato di escludere tale costituzione nei confronti degli enti imputati, così mutando la decisione assunta all'inizio del dibattimento, verosimilmente a seguito della sentenza della Corte di Cassazione che ha statuito l'illegittimità della costituzione di parte civile nei confronti degli enti imputati ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Le motivazioni della sentenza sono state depositate in data 19 dicembre 2011. Le parti condannate hanno provveduto ad impugnare tempestivamente il suddetto provvedimento e la prima udienza d'appello è stata fissata per il 20 settembre 2012.

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

La US Securities and Exchange Commission (SEC), il US Department of Justice (DOJ) e altre Autorità, tra cui la Procura della Repubblica di Milano, hanno svolto indagini su presunti pagamenti illeciti da parte del consorzio TSKJ a favore di pubblici ufficiali nigeriani.

Il procedimento negli Stati Uniti: a seguito di numerosi contatti con le Autorità statunitensi che conducevano le indagini (US SEC e DOJ), è stata definita una transazione globale per chiudere il procedimento. Nel luglio 2010 Snamprogetti Netherlands BV ha firmato un deferred prosecution agreement con il DOJ. Secondo i termini di tale accordo il DOJ ha depositato un atto che prelude all'avvio di un'azione penale nei confronti di Snamprogetti Netherlands BV per la violazione di alcune norme del FCPA. È stata concordata una sanzione pecuniaria penale pari a 240 milioni di dollari che ha trovato copertura nel fondo rischi stanziato nel bilancio 2009. Eni e Saipem si sono fatte garanti dell'effettivo adempimento degli obblighi sottoscritti da Snamprogetti Netherlands BV nei confronti del DOJ tenuto conto in particolare degli obblighi contrattuali d'indennizzo assunti da Eni nei confronti di Saipem nell'ambito della cessione di Snamprogetti. Se gli obblighi stabiliti nell'accordo transattivo saranno correttamente adempiuti, il DOJ, decorso un periodo di 2 anni (che può essere esteso a 3 anni), rinuncerà a proseguire l'azione penale nei confronti di Snamprogetti Netherlands BV. Per quanto riguarda la transazione con la US SEC anche questa definita nel luglio 2010, Snamprogetti Netherlands BV ed Eni (in qualità di controllante e società quotata al NYSE) hanno acconsentito, senza ammissione di responsabilità, al deposito di un atto di citazione e alla pronuncia di una sentenza per asserita violazione di alcune norme del Security Exchange Act del 1934, e hanno pagato alla SEC 125 milioni di dollari in relazione al profitto percepito. Anche questo ammontare ha trovato copertura nel fondo rischi stanziato ed è stato pagato da Eni in relazione agli obblighi contrattuali di indennizzo nei confronti di Saipem.

Il procedimento in Italia: la vicenda TSKJ ha determinato, sin dal 2004, indagini contro ignoti da parte della Procura della Repubblica di Milano. A partire dal 10 marzo 2009 la società ha ricevuto richieste di esibizione documenti da parte della Procura della Repubblica di Milano. I fatti che sono oggetto di indagine si estendono sin dal 1994 e concernono anche il periodo successivo all'introduzione del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231 sulla responsabilità amministrativa delle società.

In data 12 agosto 2009, il Giudice per le Indagini Preliminari del Tribunale di Milano (GIP) ha notificato a Eni (e in data 31 luglio 2009 a Saipem, in quanto incorporante di Snamprogetti) un decreto con il quale veniva fissata l'udienza in camera di consiglio in relazione a un procedimento instaurato ex D.Lgs. n. 231 del 2001 nei confronti di Eni SpA e Saipem SpA per responsabilità amministrativa in relazione a reati di corruzione internazionale aggravata ascritti a ex dirigenti di Snamprogetti. L'udienza faceva seguito alla richiesta formulata dalla Procura della Repubblica di Milano di misura cautelare ex D.Lgs. n. 231/2001 consistente nell'interdizione per Eni e Saipem dall'esercizio di attività comportanti rapporti contrattuali diretti o indiretti con la società Nigerian National Petroleum Corporation o sue controllate.

Nel merito, la misura cautelare richiesta dalla Procura aveva ad oggetto la condotta del consorzio TSKJ nel periodo dal 1995 al 2004. In relazione agli eventi in esame, la Procura ha rilevato l'inefficacia e l'inosservanza del modello di organizzazione, gestione e controllo predisposto al fine di prevenire la commissione dei reati ascritti da parte di soggetti sottoposti a direzione e vigilanza.

In linea di fatto va rilevato che, già al tempo degli eventi in esame, la società adottava un codice di comportamento e procedure aziendali specifiche, prendendo a riferimento le best practice dell'epoca. Tali codici e procedure, successivamente, hanno subito un'evoluzione finalizzata al continuo miglioramento del controllo interno; tra l'altro, con l'approvazione del nuovo Codice Etico e del nuovo Modello 231 in data 14 marzo 2008, si è ribadito che in nessun modo la convinzione di agire a vantaggio o nell'interesse di Eni può giustificare, nemmeno in parte, l'adozione di comportamenti in contrasto con i principi e i contenuti del Codice.

All'esito dell'udienza del 21 ottobre 2009, con decisione del 17 novembre 2009, il GIP ha respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva presentata dalla Procura della Repubblica di Milano nei confronti di Eni e Saipem. In seguito ad impugnazione proposta dalla citata Procura, la questione si è protratta sino al giudizio di legittimità dinanzi la Corte di Cassazione che, accogliendo il ricorso avanzato dalla Procura della Repubblica di Milano, ha deciso che la richiesta di misura cautelare fosse (in diritto) ammissibile, ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001, anche nelle ipotesi di reato di corruzione internazionale, rimettendone la decisione di merito al Tribunale del Riesame di Milano. Tuttavia, in data 18 febbraio 2011, la Procura della Repubblica di Milano, a fronte del deposito da parte di Snamprogetti Netherlands BV di una cauzione pari a 24.530.580 euro, anche nell'interesse di Saipem SpA, ha emesso un atto di rinuncia all'impugnazione – sia nei confronti di Eni SpA, sia nei confronti di Saipem SpA – dell'ordinanza con la quale il GIP aveva respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva. Pertanto, il Tribunale del Riesame, all'esito dell'udienza del 22 febbraio 2011, preso atto della rinuncia, ha dichiarato inammissibile l'appello della Procura della Repubblica di Milano. Si è così chiuso il procedimento relativo alla richiesta di misura cautelare interdittiva nei confronti di Eni SpA e Saipem SpA.

In data 3 novembre 2010, è stato notificato, al difensore di Saipem SpA, l'avviso di conclusione delle indagini relativo al procedimento pendente presso il Tribunale di Milano. Nell'atto si rilevano le contestazioni mosse nei confronti di cinque ex dipendenti di Snamprogetti (oggi Saipem) e di Saipem SpA come persona giuridica in quanto incorporante Snamprogetti SpA. L'atto non riguarda la persona giuridica di Eni.

I fatti contestati sono i presunti eventi corruttivi in Nigeria, asseritamente commessi sino ad epoca successiva al 31 luglio 2004. Viene contestata anche l'aggravante del conseguimento di un profitto di rilevante entità (indicata come non inferiore a 65 milioni di dollari), asseritamente conseguito da Snamprogetti SpA. In data 3 dicembre 2010, è stato notificato, al difensore della Saipem, l'avviso di fissazione dell'udienza preliminare per il 20 dicembre 2010, con allegata richiesta di rinvio a giudizio.

Nel corso delle successive udienze, sono state esposte le tesi delle parti e all'udienza del 26 gennaio 2011, il Giudice per l'Udienza Preliminare ha disposto il rinvio a giudizio dei cinque ex dipendenti di Snamprogetti e di Saipem SpA come persona giuridica in quanto incorporante Snamprogetti, fissando l'udienza del 5 aprile 2011 per l'inizio del dibattimento. Nel corso dell'udienza del 2 febbraio 2012, la Procura pur rilevando che sarebbe già decorso il termine di prescrizione per quanto concerne le persone fisiche indagate, ha sollevato eccezione di incostituzionalità della normativa italiana sulla stessa prescrizione, ritenendola in contrasto con le normative internazionali ed in particolare con la convenzione OCSE in materia di lotta alla corruzione internazionale.

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

Si segnala che i Consigli di Amministrazione di Eni nel 2009 e, successivamente, nel 2010 di Saipem hanno approvato nuove linee guida e principi anti-corruzione attraverso cui il business di Eni e Saipem deve essere svolto. Le linee guida hanno integrato il sistema anticorruptivo delle società in linea con le best practices internazionali, ottimizzando il sistema di compliance ed assicurando il massimo rispetto da parte di Eni e Saipem e del loro personale, del Codice Etico, del Modello 231 e delle Leggi Anti-Corruzione nazionali ed internazionali.

(iii) Misurazione del gas. Nel maggio 2007 è stato notificato, a Eni ed altre società del Gruppo, un provvedimento di sequestro di documenti nell'ambito del procedimento n. 11183/06 RGNR avviato dalla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano. L'atto è stato notificato anche a cinque top manager del Gruppo oltre a società terze e loro dirigenti. Nell'atto istruttorio sono ipotizzati comportamenti in violazione di legge, a partire dall'anno 2003, con riferimento all'utilizzo degli strumenti di misurazione del gas, al relativo pagamento delle accise alla fatturazione ai clienti nonché ai rapporti con le Autorità di Vigilanza. Le violazioni contestate si riferiscono, tra l'altro, a fattispecie di reato previste dal Decreto Legislativo dell'8 giugno 2001, n. 231 che prevede la responsabilità amministrativa della società per i reati commessi da propri dipendenti nell'interesse o a vantaggio della società stessa. Ciò ha comportato la notifica della relativa informazione di garanzia anche alle società (per quanto riguarda il gruppo Eni: Eni, Snam Rete Gas e Italgas e altre società terze).

Nell'ambito di tale procedimento, è stata trasmessa dai difensori la richiesta di archiviazione formulata dalla Procura della Repubblica di Milano relativa a diverse posizioni. Detta istanza riguardava, anche, una posizione di vertice per la quale la Procura non ha individuato elementi utili per sostenere l'accusa in un eventuale giudizio. La richiesta è stata preceduta da un provvedimento di stralcio delle posizioni archiviate dal procedimento principale. In data 24 gennaio 2012, il Giudice per le Indagini Preliminari ha disposto l'archiviazione di tali posizioni.

Misurazione del gas - "Gas croato". Nell'ambito di uno stralcio del procedimento principale in data 26 novembre 2009, è stato notificato l'avviso di conclusione delle indagini preliminari ai sensi dell'art. 415-bis c.p.p. nel quale risultavano sottoposti a indagine n. 12 dipendenti o ex dipendenti di Eni ed altre società del Gruppo. I rilievi sollevati nell'avviso riguardavano, in larga parte, (i) violazioni nell'accertamento e/o pagamento dell'accisa sul gas naturale per l'importo complessivo di 20,2 miliardi di euro e (ii) violazioni od omissione della dichiarazione annuale di consumo del gas naturale e/o delle dichiarazioni da rivolgere all'Agenzia delle Dogane e/o all'AEEG, nonché (iii) il correlato asserito ostacolo all'esercizio delle funzioni di vigilanza dell'Autorità. In relazione a tale procedimento, in data 22 febbraio 2011, è stato notificato avviso di fissazione dell'udienza preliminare per il procedimento a carico di 12 dipendenti o ex dipendenti di Eni e altre società del Gruppo.

L'udienza preliminare, che non riguardava le persone giuridiche, fissata per il 12 maggio 2011, è stata rinviata più volte fino all'udienza del 12 luglio 2011. Nell'ambito di tale procedimento, in data 31 maggio 2011, il Pubblico Ministero, a seguito della modifica dell'assetto normativo, ha emesso richiesta di archiviazione per la posizione di due dipendenti SRG con riferimento al reato di cui all'art. 472 c.p. (uso di strumenti di misurazione alterati nell'attività commerciale) relativamente alla stazione di misura di Mazara del Vallo.

Nel corso dell'udienza del 12 luglio 2011 si sono concluse le discussioni delle parti e il Giudice per l'Udienza Preliminare ha rinviato al 5 ottobre 2011 per repliche del Pubblico Ministero. Nel corso di tale udienza la Procura della Repubblica, anche alla luce delle memorie depositate dalle difese, ha formulato:

- richiesta di non doversi procedere per tutti i capi d'imputazione a carico di uno dei dirigenti della Divisione G&P in relazione al reato di cui all'art. 2638, comma 1 c.c. (Ostacolo all'esercizio delle funzioni delle Autorità pubbliche di vigilanza) con riferimento agli anni 2006, 2007, 2008, perché il fatto non sussiste;
- richiesta di non doversi procedere per tutti i capi d'imputazione a carico di un'ulteriore posizione relativa a GreenStream BV in relazione all'art. 40, comma 1 lett. b, del D.Lgs. n. 504/1995 (Sottrazione all'accertamento o al pagamento dell'accisa sugli oli minerali) e all'art. 2638, comma 1 c.c. (Ostacolo all'esercizio delle funzioni delle Autorità pubbliche di vigilanza) perché all'epoca della consumazione dei reati contestati la persona non era il rappresentante legale della GreenStream BV;
- richiesta di non doversi procedere per una posizione di Snam Rete Gas solo con riferimento all'art. 2638, comma 2 c.c. (Ostacolo all'esercizio delle funzioni delle Autorità pubbliche di vigilanza) limitatamente alle violazioni di cui all'omessa comunicazione dell'AEEG di cui alla Delibera 137/02 art. 7 comma 4 lettera b, perché il fatto non sussiste.

Il Giudice ha quindi disposto il rinvio per l'udienza del 4 novembre 2011 nel corso della quale i difensori hanno esposto le loro repliche alle memorie del Pubblico Ministero. All'esito delle discussioni, il Giudice per l'Udienza Preliminare ha rinviato la causa al 24 gennaio 2012. Nel corso di tale udienza, è stata pronunciata sentenza di "non luogo a procedere" nei confronti di tutti gli indagati, nonché, contestualmente, disposto il dissequestro degli strumenti di misura già sottoposti a sequestro. Il 7 marzo 2012 è stato notificato, presso i legali esterni che difendono la società, il Ricorso per Cassazione depositato dal Pubblico Ministero di Milano che non riguarda tutti gli indagati prosciolti, ma solo alcune posizioni. Si attende l'avviso di fissazione dell'udienza avanti la Corte di Cassazione.

Misurazione del gas - "Accise". In data 20 dicembre 2010, nell'ambito di un ulteriore stralcio del procedimento principale sul tema accise, la Procura della Repubblica di Milano ha notificato, a n. 9 dipendenti ed ex dipendenti di Eni, in particolare della Divisione Gas & Power, l'avviso di conclusione delle indagini con riferimento al reato di cui all'art. 40 ("Sottrazione all'accertamento o al pagamento dell'accisa sugli oli minerali") del D.Lgs. 26 ottobre 1995, n. 504. L'atto contesta la sottrazione all'accertamento e al pagamento di accise per un importo, rispettivamente, di 0,47 miliardi e di 1,3 miliardi di euro. L'Agenzia delle Dogane di Milano, competente per il recupero dei tributi evasi, a fronte della documentazione prodotta da Eni, con il Verbale di constatazione del 1° agosto 2011 ha ridotto la contestazione contenuta negli atti della Procura a circa 114 milioni di euro di maggiore imposta, riservandosi di riformulare la contestazione amministrativa sulla base delle eventuali nuove risultanze del processo penale. L'atto non è stato notificato alla società poiché si ritiene si tratti di tema non attinente al D.Lgs. n. 231 del 2001. In data 6 giugno 2011 è stato notificato, ai difensori dei 9 indagati, l'avviso di fissazione dell'udienza preliminare per il 28 ottobre 2011. Nel corso di tale udienza le difese, per poter valutare compiutamente i fatti oggetto del procedimento penale, hanno chiesto un congruo rinvio al fine di poter proseguire l'udienza preliminare solo dopo aver acquisito le determinazioni del "tavolo tecnico" in corso tra Agenzia delle Dogane, AEEG e ANIGAS. Il Giudice dell'Udienza Preliminare si è riservato di decidere all'udienza del 10 novembre 2011

all'esito della quale, per motivi legati all'eccessivo carico dell'ufficio, ha rinviato l'udienza al 14, 16 e 29 febbraio 2012. Successivamente, si sono svolte le discussioni del Pubblico Ministero e delle difese all'esito delle quali il Giudice per l'Udienza Preliminare ha rinviato la causa al 7 maggio 2012 pronunciando ordinanza ai sensi dell'art. 422 c.p.p. con la quale ha disposto, quale attività d'integrazione probatoria, l'audizione del Direttore dell'Area Procedure e Controlli Settore Accise dell'Agenzia delle Dogane Direzione Regionale per la Lombardia. L'audizione del teste è stata rinviata all'udienza del 14 giugno 2012, all'esito della quale il Giudice per la lettura della decisione l'ha rinviato al 28 giugno 2012. Nel corso di tale udienza, è stata pronunciata sentenza di non luogo a procedere nei confronti di tutti gli indagati, "perché il fatto non costituisce reato".

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

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

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

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

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

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

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

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

Con riferimento a quanto sopra esposto, la Procura della Repubblica di Milano ha fatto richiesta di: "applicare a Eni SpA la misura dell'interdizione per un anno e sei mesi dall'esercizio delle attività previste nel production sharing agreement 1997 sottoscritto con la Repubblica del Kazakhstan e nei successivi atti amministrativi e/o negoziali, o di voler disporre, ai sensi dell'art. n. 15 D.Lgs. 231 del 2001, la prosecuzione delle medesime attività per il periodo indicato sotto la sorveglianza di un commissario". Allo stato si è in attesa di conoscere la decisione del Giudice a scioglimento della riserva formulata in esito all'udienza di discussione del 29 maggio 2012.

4. Contenziosi chiusi

Nel corso del primo semestre 2012 si è estinto il seguente contenzioso segnalato nella Relazione finanziaria annuale 2011 (nota n. 34):

5. Contenziosi fiscali

Esteri

(i) Contenzioso Karachaganak. Il 14 dicembre 2011 il consorzio di compagnie internazionali che opera il giacimento Karachaganak (Eni co-operatore con il 32,5%) e la Repubblica del Kazakhstan hanno firmato un settlement agreement vincolante per la chiusura del contenzioso contrattuale e vari contenziosi in materia fiscale.

Le Autorità fiscali del Kazakhstan avevano contestato presunti omessi versamenti di imposte sul reddito e altre imposte per gli esercizi a partire dal 2000 fino a tutto il 2009 imputabili alle società Eni Agip Karachaganak BV e Karachaganak Petroleum Operating BV, rispettivamente azionista e società operatrice del contratto di Karachaganak. In un momento successivo, le Autorità kazakhe avevano contestato anche la recuperabilità contrattuale di alcuni costi sostenuti dalla società operatrice nel periodo dal 2003 fino a tutto il 2009.

L'accordo si è perfezionato il 28 giugno 2012.

26 Ricavi della gestione caratteristica

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative nonché 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 di euro)	I semestre 2011	I semestre 2012
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	51.959	62.388
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	567	815
	52.526	63.203

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

(milioni di euro)	I semestre 2011	I semestre 2012
Accise	5.503	6.513
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	1.187	1.064
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	1.686	1.941
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	887	1.007
Vendite in conto permuta di altri beni	9	
	9.272	10.525

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

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

27 Costi operativi

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

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

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

(milioni di euro)	I semestre 2011	I semestre 2012
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	27.516	36.899
Costi per servizi	8.335	7.081
Costi per godimento di beni di terzi	1.417	1.714
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	221	472
Altri oneri	597	404
	38.086	46.570
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(282)	(321)
	37.804	46.249

I costi per servizi comprendono compensi di mediazione riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per 3 milioni di euro (4 milioni di euro nel primo semestre 2011).

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza di 472 milioni di euro (221 milioni di euro nel primo semestre 2011) riguardano, in particolare, il fondo rischi per contenziosi per 335 milioni di euro (82 milioni di euro nel primo semestre 2011) e il fondo rischi ambientali per 40 milioni di euro (39 milioni di euro nel primo semestre 2011). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 19 - Fondi per rischi e oneri.

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	I semestre 2011	I semestre 2012
Costo lavoro	2.189	2.385
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(103)	(110)
	2.086	2.275

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 rispetto a quanto riportato nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2011.

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 2011	I semestre 2012
Dirigenti	1.444	1.460
Quadri	12.871	12.816
Impiegati	35.035	36.434
Operai	24.161	22.499
	73.511	73.209

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. Il numero medio dei dipendenti relativo al primo semestre 2011 e 2012 non comprende i dipendenti Snam a seguito della sua classificazione nelle discontinued operations. Le discontinued operations sono commentate alla nota n. 22 - Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

Altri proventi (oneri) operativi

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

(milioni di euro)	I semestre 2011	I semestre 2012
Oneri netti su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	(5)	(367)
Oneri netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(7)	(5)
	(12)	(372)

Gli oneri netti su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading riguardano: (i) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dal settore Gas & Power per la gestione attiva del margine come previsto dal nuovo modello di business del Mercato (329 milioni di euro); (ii) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS (40 milioni di euro); (iii) la rilevazione degli effetti relativi alla valutazione al fair value di derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas nel settore Exploration & Production (proventi per 2 milioni di euro).

Gli oneri netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dal settore Gas & Power.

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

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	I semestre 2011	I semestre 2012
Ammortamenti	3.766	4.580
Svalutazioni	265	1.166
a dedurre:		
- rivalutazioni		(2)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(3)	(3)
	4.028	5.741

28 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	I semestre 2011	I semestre 2012
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	2.857	6.210
Oneri finanziari	(3.471)	(6.630)
	(614)	(420)
Strumenti finanziari derivati	225	(200)
	(389)	(620)

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

(milioni di euro)	I semestre 2011	I semestre 2012
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(294)	(352)
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(139)	(177)
- Interessi attivi verso banche	10	12
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	14	12
	(409)	(505)
Differenze attive (passive) di cambio		
- Differenze attive di cambio	2.767	6.123
- Differenze passive di cambio	(2.963)	(5.972)
	(196)	151
Altri proventi (oneri) finanziari		
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	56	70
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	35	35
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(111)	(172)
- Altri proventi finanziari	11	1
	(9)	(66)
	(614)	(420)

(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 di euro)	I semestre 2011	I semestre 2012
Strumenti finanziari derivati su valute	192	(141)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	33	(59)
	225	(200)

Gli oneri netti su strumenti finanziari derivati di 200 milioni di euro (proventi netti di 225 milioni di euro nel primo semestre 2011) si determinano 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 base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity del settore Gas & Power. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura gli strumenti finanziari derivati comporta la rilevazione delle differenze di cambio in quanto gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine periodo delle attività e passività in moneta diversa da quella funzionale non vengono contabilmente compensate dalla variazione dei fair value degli strumenti finanziari derivati. I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 - Rapporti con parti correlate.

29 Proventi (oneri) su partecipazioni

Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto

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

(milioni di euro)	I semestre 2011	I semestre 2012
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	332	357
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(41)	(20)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	(36)	5
	255	342

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

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

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

(milioni di euro)	I semestre 2011	I semestre 2012
Dividendi	437	156
Plusvalenze da vendite	1	8
Altri proventi netti	1	888
	439	1.052

I dividendi di 156 milioni di euro riguardano principalmente la Nigeria LNG Ltd (120 milioni di euro).

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

30 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito relative alle continuing operations si analizzano come segue:

(milioni di euro)	I semestre 2011	I semestre 2012
Imposte correnti:		
- imprese italiane	582	361
- imprese estere	4.486	5.445
	5.068	5.806
Imposte differite e anticipate nette:		
- imprese italiane	(64)	58
- imprese estere	12	189
	(52)	247
	5.016	6.053

L'incidenza delle imposte sull'utile del periodo prima delle imposte è del 60,0% (52,8% nel primo semestre 2011) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 43,0% (38,6% nel primo semestre 2011) che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana del 38,0%¹ (IRES) all'utile prima delle imposte e del 3,9% (IRAP) al valore netto della produzione. Tale fenomeno riflette il maggior utile ante imposte relativo alle società estere del settore Exploration & Production che hanno un tax rate significativamente superiore all'aliquota fiscale teorica italiana.

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

Le imposte sul reddito relative alle discontinued operations, comprese nella voce di conto economico "Utile netto (perdita netta) del periodo" si analizzano come segue:

(milioni di euro)	I semestre 2011	I semestre 2012
Imposte correnti:		
- imprese italiane	369	395
	369	395
Imposte differite e anticipate nette:		
- imprese italiane	(52)	(44)
	(52)	(44)
	317	351

Le discontinued operations sono commentate alla nota n. 22 - Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

31 Utile per azione

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

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.622.542.046 e di 3.622.731.494 rispettivamente nel primo semestre 2011 e 2012.

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 2011 e 2012 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani di stock option. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito è di 3.622.550.800 e di 3.622.731.494 rispettivamente nel primo semestre 2011 e 2012.

La riconciliazione del numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzato per la determinazione dell'utile per azione semplice e quello utilizzato per la determinazione dell'utile per azione diluito è di seguito indicata:

		I semestre 2011	I semestre 2012
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice		3.622.542.046	3.622.731.494
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di stock option		8.754	
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito		3.622.550.800	3.622.731.494
Utile netto di competenza Eni	(milioni di euro)	3.801	3.844
Utile per azione semplice	(ammontari in euro per azione)	1,05	1,06
Utile per azione diluito	(ammontari in euro per azione)	1,05	1,06
Utile netto di competenza Eni - Continuing operations	(milioni di euro)	3.811	3.700
Utile per azione semplice	(ammontari in euro per azione)	1,05	1,02
Utile per azione diluito	(ammontari in euro per azione)	1,05	1,02
Utile (Perdita) netto di competenza Eni - Discontinued operations	(milioni di euro)	(10)	144
Utile per azione semplice	(ammontari in euro per azione)		0,04
Utile per azione diluito	(ammontari in euro per azione)		0,04

32 Informazioni per settore di attività

	Altre attività ^(d)									Discontinued operations ^(d)			
	Exploration & Production	Gas & Power ^(d)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Utili interni	Totale	Snam	Elisium infragrupo	Continuing operations
[milioni di euro]													
I semestre 2011													
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	14.252	16.137	24.821	3.544	5.705	644	1.773	45	(158)				
a dedurre: ricavi infrasettori	(9.001)	(659)	(1.517)	(162)	(529)	(585)	(924)	(11)					
Ricavi da terzi	5.251	15.478	23.304	3.382	5.176	59	849	34	(158)	53.375	(849)	52.526	
Risultato operativo	7.799	41	376	(5)	720	(188)	1.053	(165)	(183)	9.448	(1.053)	792	9.187
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	20	12	38	11	61	11	188	68		409	(188)	221	
Ammortamenti e svalutazioni	3.168	208	213	116	297	35	250	2	(11)	4.278	(250)	4.028	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	63	133	74	(1)	9		27	(23)		282	(27)	255	
Attività direttamente attribuibili ^(b)	48.994	16.232	14.518	3.328	12.806	842	17.301	377	(943)	113.455			
Attività non direttamente attribuibili										17.224			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.013	2.006	1.084	28	143	7	370	53		5.704			
Passività direttamente attribuibili ^(c)	12.174	6.422	5.969	783	5.108	1.462	2.610	2.927	56	37.511			
Passività non direttamente attribuibili										37.464			
Investimenti in attività materiali e immateriali	4.719	68	316	115	551	62	657	3	124	6.615			
I semestre 2012													
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	17.896	19.993	29.501	3.241	6.013	664	1.791	61	(171)				
a dedurre: ricavi infrasettori	(10.087)	(1.167)	(1.535)	(182)	(405)	(602)	(938)	(17)					
Ricavi da terzi	7.809	18.826	27.966	3.059	5.608	62	853	44	(171)	64.056	(853)	63.203	
Risultato operativo	9.543	(642)	(678)	(230)	740	(187)	1.074	(146)	421	9.895	(1.074)	496	9.317
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	37	273	12	1	17	96	13	36		485	(13)	472	
Ammortamenti e svalutazioni	3.918	1.054	358	51	337	33	284	2	(12)	6.025	(284)	5.741	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	112	180	26		22		23	2		365	(23)	342	
Attività direttamente attribuibili ^(b)	59.002	17.303	14.265	3.362	14.422	823	18.568	460	(468)	127.737			
Attività non direttamente attribuibili										22.778			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.464	2.132	873	36	166	842	375	36		6.924	(375)	6.549	
Passività direttamente attribuibili ^(c)	14.203	7.595	6.232	694	5.361	1.455	2.624	2.989	116	41.269			
Passività non direttamente attribuibili										45.672			
Investimenti in attività materiali e immateriali	4.455	85	290	66	546	54	493	8	143	6.140			

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

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

I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

33 Rapporti con parti correlate

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

- 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;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel proseguo;
- 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 ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica. I rapporti intrattenuti nel primo semestre 2012 sono di ammontare non significativo; (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. I rapporti intrattenuti nel primo semestre 2012 sono di ammontare non significativo.

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 della ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

Le imprese a controllo congiunto, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 30 giugno 2012" che si considera parte integrante delle presenti note.

Rapporti commerciali e diversi

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2011			I semestre 2011						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) diversi operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Continuing operations										
Imprese a controllo congiunto e collegate										
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	63			34					
Blue Stream Pipeline Co BV	8	12			74			1		
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG	16						69			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	42	10	6.074		2			13		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	24	91								
Karachaganak Petroleum Operating BV	38	205		548	116	10		4		
KWANDA - Supporte Logistico Lda	54	2						6		
Mellitah Oil & Gas BV	28	141			48			1		
Petrobrel Belayim Petroleum Co	25	46			280			3		
Petromar Lda	74	6	57		5			34		
Raffineria di Milazzo ScpA	29	31			143	2	114	9		
Trans Austria Gasleitung GmbH				25	72		1	26		
Unión Fenosa Gas SA			58				55		1	
Altre (*)	265	183	54	95	256	20	127	45	5	
	604	790	6.243	668	1.030	32	366	142	6	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	149	238			409	4	1	449	3	
Eni BTC Ltd			157							
Altre (*)	53	68	6	3	31	4	6	7	2	
	202	306	163	3	440	8	7	456	5	
	806	1.096	6.406	671	1.470	40	373	598	11	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	83	48		20	175		14	45		
Gruppo Finmeccanica	48	51		16	13		10	5		
GSE - Gestore Servizi Energetici	153	158		225		25	265	5		
Terna SpA	19	52		65	51	11	31	10	5	12
Altre imprese a partecipazione statale (*)	57	41			39	1	27	1	1	
	360	350		326	278	37	347	66	6	12
	1.166	1.446	6.406	997	1.748	77	720	664	17	12
Discontinued operations										
Imprese a controllo congiunto e collegate										
Azienda Energia e Servizi Torino SpA								1		
Altre (*)								2		
								3		
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel								205		
Altre imprese a partecipazione statale (*)					1			1		
					1			206		
					1			209		
	1.166	1.446	6.406	997	1.749	77	720	873	17	12

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2012			I semestre 2012						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) diversi operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Continuing operations										
Imprese a controllo congiunto e collegate										
Azienda Energia e Servizi Torino SpA		93			60					
Blue Stream Pipeline Co BV	11	21			83					
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG	11						44			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	33	8	6.122		1			5		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	10	39			2			8		
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	6						116			
Gaz de Bordeaux Energie Services SAS	1						55			
GreenStream BV	3	21	2		68			1		
Karachaganak Petroleum Operating BV	73	220		655	114	1		2		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	59	3						4		
Mellitah Oil & Gas BV	7	51			76			4		
Petrobrel Belajim Petroleum Co	47	42			286		1	49		
Petromar Lda	67	5	58		3			20		
Raffineria di Milazzo ScpA	16	7			322		192	5		
Unión Fenosa Gas SA			57				23			
Altre (*)	230	97	53	84	153		139	19	7	
	574	607	6.292	739	1.168	1	570	117	7	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	135	162			290			483	2	
Eni BTC Ltd			161							
Nigerian Agip CPFA Ltd		54								
Altre (*)	60	19	58	4	24	1	13	5	10	
	195	235	219	4	314	1	13	488	12	
	769	842	6.511	743	1.482	2	583	605	19	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	18	5		3	225		43	48		
Gruppo Finmeccanica	40	35		6	19		12			
GSE - Gestore Servizi Energetici	111	102		344		12	412	5		
Terna SpA	35	42		70	53	6	45	31	7	8
Altre imprese a partecipazione statale (*)	79	25			30	12	51			
	283	209		423	327	30	563	84	7	8
	1.052	1.051	6.511	1.166	1.809	32	1.146	689	26	8
Discontinued operations										
Imprese a controllo congiunto e collegate										
Altre (*)	34	3						2		
	34	3						2		
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	91	21			85			211		
Altre imprese a partecipazione statale (*)	7	5			1					
	98	26			86			211		
	132	29			86			213		
Totale	1.184	1.080	6.511	1.166	1.895	32	1.146	902	26	8

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

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

- la vendita di gas naturale alle società EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH e Gaz de Bordeaux Energie Services SAS;
- 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 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;
- il servizio di vettoriamento del gas per conto della società Azienda Energia e Servizi Torino SpA;
- i compensi del servizio di lavorazione greggi corrisposto alla Raffineria di Milazzo ScpA definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti e vendita di energia elettrica;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Blue Stream Pipeline Co BV e GreenStream BV;
- la fornitura di prodotti petroliferi alle società Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG e Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento, analogamente alla prassi seguita nei rapporti con i terzi;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del consorzio CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno, nonché il rilascio di garanzie per la buona esecuzione dei lavori;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Verona da parte del consorzio CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due;
- la fornitura di servizi di progettazione, di costruzione e di assistenza tecnica alle società KWANDA - Suporte Logistico Lda e Petromar Lda;
- 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 nell'interesse della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- 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 e il servizio di trasporto di gas naturale, la vendita di olio combustibile nonché la compravendita di energia elettrica e l'acquisto di servizi di trasporto di energia elettrica con il Gruppo Enel;
- un contratto pluriennale di manutenzione dei nuovi impianti di produzione di energia elettrica a ciclo combinato con il Gruppo Finmeccanica;
- la compravendita di energia elettrica e di certificati verdi con GSE - Gestore Servizi Energetici;
- la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale e il fair value dei contratti derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con Terna SpA.

Rapporti di natura finanziaria

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento è la seguente:

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2011			I semestre 2011	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Artic Russia BV		3	204		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	107				1
Blue Stream Pipeline Co BV		291	669		3
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			84		
GreenStream BV	503	1			12
Raffineria di Milazzo ScpA	60		88		
Société Centrale Electrique du Congo SA	93		6		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	115				2
Unión Fenosa Gas SA		85			
Altre (*)	104	64		1	8
	982	444	1.051	1	26
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	57	59	1		
	57	59	1		
	1.039	503	1.052	1	26

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2012			I semestre 2012	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	103				1
Blue Stream Pipeline Co BV		325	688	1	2
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			84		
GreenStream BV	484	1			14
Raffineria di Milazzo ScpA	60		75		1
Société Centrale Electricque du Congo SA	96		6		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	103				3
Unión Fenosa Gas SA		85			
Altre (*)	149	57		1	
	995	468	853	2	21
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	46	64	1		1
	46	64	1		1
	1.041	532	854	2	22

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

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

- le garanzie per affidamenti bancari rilasciati nell'interesse delle società Blue Stream Pipeline Co BV, CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due, Raffineria di Milazzo ScpA e la Société Centrale Electricque du Congo SA;
- il finanziamento concesso a Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH per investimenti su impianti di raffinazione e alla Société Centrale Electricque du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo;
- il finanziamento per la realizzazione della rete di trasporto del gas naturale concessi alla GreenStream BV e alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd;
- il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo per Blue Stream Pipeline Co BV e per Unión Fenosa Gas SA.

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 di euro)

	31.12.2011			30.06.2012		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	24.595	1.496	6,08	24.605	1.346	5,47
Altre attività correnti	2.326	2	0,09	1.944		..
Altre attività finanziarie non correnti	1.578	704	44,61	1.315	731	55,59
Altre attività non correnti	4.225	3	0,07	3.942	16	0,41
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	230		..	19.999	132	0,66
Passività finanziarie a breve termine	4.459	503	11,28	3.947	532	13,48
Debiti commerciali e altri debiti	22.912	1.446	6,31	19.873	1.051	5,29
Passività direttamente associabili a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita	24		..	4.845	29	0,60

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

(milioni di euro)

	I semestre 2011			I semestre 2012		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Continuing operations						
Ricavi della gestione caratteristica	52.526	1.384	2,63	63.203	1.835	2,90
Altri ricavi e proventi	591	17	2,88	751	26	3,46
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	37.804	2.806	7,42	46.249	2.996	6,48
Costo lavoro	2.086	16	0,77	2.275	11	0,48
Altri proventi (oneri) operativi	(12)	12	..	(372)	8	(2,15)
Proventi finanziari	2.857	26	0,91	6.210	22	0,35
Oneri finanziari	3.471	1	0,03	6.630	2	0,03
Discontinued operations						
Totale ricavi	848	209	24,65	1.311	213	16,25
Costi operativi	587	1	0,17	733	86	11,73

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 di euro)

	I semestre 2011	I semestre 2012
Ricavi e proventi	1.401	1.861
Costi e oneri	(2.822)	(2.436)
Altri proventi (oneri) operativi	12	8
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(91)	(291)
Dividendi e interessi	290	217
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations	(1.210)	(641)
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations	247	126
Flusso di cassa netto da attività operativa	(963)	(515)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(726)	(571)
Variazione debiti relativi all'attività di investimento	313	(117)
Variazione crediti finanziari	(158)	22
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(571)	(666)
Variazione debiti finanziari	179	17
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	179	17
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(1.355)	(1.164)

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

(milioni di euro)

	I semestre 2011			I semestre 2012		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	8.596	(963)	..	8.422	(515)	..
Flusso di cassa da attività di investimento	(6.560)	(571)	8,70	(6.582)	(666)	10,12
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(2.063)	179	..	1.297	17	1,31

Nel periodo di riferimento, Eni ha concluso una sola operazione con parti correlate di maggiore rilevanza, come definita dalla procedura interna in materia, in linea con quanto stabilito dal Regolamento adottato dalla Consob con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010, e successivamente modificato con delibera n. 17389 del 23 giugno 2010. Con riferimento a tale operazione avente ad oggetto la cessione a Cassa Depositi e Prestiti di una partecipazione pari al 30% meno un'azione del capitale sociale votante della Snam, si rinvia a quanto indicato nel documento informativo, pubblicato in data 6 giugno 2012 (e disponibile sul sito eni www.eni.com) redatto ai sensi dell'articolo 5 del citato Regolamento Consob, e ai sensi dell'articolo 71 del Regolamento adottato dalla Consob con delibera n. 11971 del 14 maggio 1999, come successivamente modificato ed integrato. In data 15 giugno 2012 Eni ha formalizzato con Cassa Depositi e Prestiti il contratto di cessione della suddetta partecipazione nei termini indicati dal documento informativo.

34 Eventi e operazioni significative non ricorrenti

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

Nel primo semestre 2011, le operazioni significative non ricorrenti di 69 milioni di euro sono riferite all'adeguamento del fondo rischi a fronte di un procedimento antitrust nel settore europeo delle gomme sulla base di una recente sentenza della Corte di Giustizia europea.

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

Nel primo semestre 2011 e 2012 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

36 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo riguardano: (i) la cessione ad Amorim Energia BV del 5% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA (nota n. 10 - Partecipazioni); (ii) la cessione ad investitori istituzionali italiani ed esteri del 5% del capitale sociale di Snam SpA (nota n. 22 - Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili); (iii) la deliberazione da parte dell'Assemblea Straordinaria e Ordinaria degli azionisti Eni del 16 luglio 2012 dell'annullamento di n. 371.173.546 azioni proprie di Eni SpA e l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione all'acquisto di un massimo di numero 363.000.000 azioni ordinarie Eni per un importo complessivo di 6.000 milioni di euro (nota n. 23 Patrimonio netto).

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

1. I sottoscritti Paolo Scaroni e Alessandro Bernini 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 2012, nel corso del primo semestre 2012.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2012 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 2012:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
 - 3.2 La relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

31 luglio 2012

/firma/ Paolo Scaroni

Paolo Scaroni

Amministratore Delegato

/firma/ Alessandro Bernini

Alessandro Bernini

Chief Financial 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
www.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 2012, 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.. È 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.

Per quanto riguarda i dati relativi al bilancio consolidato dell'esercizio precedente ed al bilancio consolidato semestrale abbreviato dell'anno precedente presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alle nostre relazioni rispettivamente emesse in data 4 aprile 2012 e in data 5 agosto 2011.

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 2012 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, 3 agosto 2012

Reconta Ernst & Young S.p.A.

Riccardo Schioppo
(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 00434000584
RI 00891231003
Iscritta all'Albo Revisori Contabili al n. 70945 Pubblicato sulla G.U.
Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/02/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited



Allegati

Allegati alle note del bilancio consolidato semestrale abbreviato

Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 30 giugno 2012

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 2012, nonché delle partecipazioni rilevanti.

Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito di cia-

scun settore di attività, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione.

In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 30 giugno 2012 le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Controllate			Collegate			Altre partecipazioni rilevanti ^(a)		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
imprese consolidate	47	215	262						
Partecipazioni di imprese consolidate^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	11	44	55	40	79	119			
Valutate con il metodo del costo	5	9	14	4	33	37	7	22	29
	16	53	69	44	112	156	7	22	29
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate		3	3						
Possedute da imprese a controllo congiunto				4	22	26			
		3	3	4	22	26			
Totale imprese	63	271	334	48	134	182	7	22	29

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

(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative il cui consolidamento non produce effetti significativi.

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 2012 Eni controlla 13 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 13 società, 9 sono soggette ad imposizione in Italia o perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni (8) o perché divenute fiscalmente residenti a seguito del trasferimento in Italia della sede dell'amministrazione (1). Le restanti 4 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma solo a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate in considerazione al livello di tassazione cui sono sottoposte oppure all'effettività delle attività industriali e commerciali svolte.

Delle 13 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 23 società residenti in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto che non si avvalgono dei regimi privilegiati ivi previsti. Nessuna società controllata residente o localizzata nei Paesi individuati dal Decreto ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2011 sono stati oggetto di revisione contabile da parte della Ernst & Young.

Al 30 giugno 2012 Eni detiene inoltre, direttamente o indirettamente, partecipazioni non inferiori al 20% agli utili in 9 società residenti o localizzate in Stati o territori a regime fiscale privilegiato individuati dal Decreto, di cui 3 sono soggette a imposizione in Italia perché beneficiano di tali regimi, 1 non è soggetta ad imposizione in Italia, ma solo a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate, in considerazione del livello di tassazione a cui sono sottoposte oppure all'effettività dell'attività industriale e commerciali svolte. Le restanti 5 società non sono soggette a imposizione in Italia perché, benché siano residenti o localizzate in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto, non si avvalgono dei regimi privilegiati ivi previsti.

Nei successivi elenchi delle imprese controllate e collegate, le società residenti in Stati o territori di cui al Decreto sono contrassegnate da un richiamo alla nota a piè pagina dove viene indicato il riferimento agli articoli del Decreto e il trattamento fiscale in Italia del reddito della società.

Impresa consolidante

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni SpA^(#)	Roma	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA	26,37	100,00	C.I.
				Eni SpA	9,55		
				Ministero dell'Economia e delle Finanze	3,93		
				Altri Soci	60,15		

Imprese controllate

Exploration & Production

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agosta Srl	San Donato Milanese (MI)	EUR	10.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	20.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni East Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	20.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Medio Oriente SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	6.655.992	Eni SpA	100,00		P.N.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	6.841.517	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni West Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	10.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Zubair SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
leoc SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	18.331.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Adriatica Idrocarburi SpA	San Giovanni Teatino (CH)	EUR	14.738.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Ionica Gas SpA	San Giovanni Teatino (CH)	EUR	11.452.500	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	37.980.800	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.
Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA	Venezia Marghera (VE)	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

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

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

All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Abuja (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)	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	52.500	Agip Caspian Sea BV	100,00		Co.
Agip Oil Ecuador BV ⁽¹⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Burren (Cyprus) Holdings Ltd	Nicosia (Cipro)	EUR	1.710	Burren En. (Berm) Ltd	100,00		Co.
Burren Energy (Bermuda) Ltd ⁽⁸⁾	Hamilton (Bermuda)	USD	62.342.955	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Congo Ltd ⁽⁹⁾	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	USD	50.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Ltd	Nicosia (Cipro)	EUR	1.710	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Plc	Londra (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)	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Ship Management Ltd	Nicosia (Cipro)	EUR	1.710	Burren (Cyp) Hold. Ltd	100,00		
Burren Energy Shipping and Transportation Ltd	Nicosia (Cipro)	EUR	3.420	Burren (Cyp) Hold. Ltd Burren En. (Berm) Ltd	50,00 50,00		Co.
Burren Resources Petroleum Ltd ⁽⁹⁾	Hamilton (Bermuda)	USD	20.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Shakti Ltd ⁽⁸⁾	Hamilton (Bermuda)	USD	65.300.000	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni AEP Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	73.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Wilmington (USA)	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.

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

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

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

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

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

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Angola Exploration BV ⁽²⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV ⁽²⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	8.851.149	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00		P.N.
Eni Arguni I Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni BBI Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni BB Petroleum Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	34.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Bulungan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	USD	1.453.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	USD	2.210.728	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Brazzaville (Congo)	USD	17.000.000	Eni E&P Holding BV Eni International BV Eni Int. NA NV Sàrl	99,99 [..] [..]	100,00	C.I.
Eni Croatia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Dación BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni East Sepinggan Limited	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Exploration & Production Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	29.832.777,120	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Forties Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	11.000	Eni UKCS Ltd	100,00		P.N.
Eni Gabon SA	Libreville (Gabon)	XAF	7.400.000.000	Eni International BV Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.

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

(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	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra (Ghana)	GHS	21.412.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	44.000.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sàrl ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iraq BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 11-106 BV (ex South Stream BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	50.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (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)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	80.400.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Mali BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni MEP Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	570.000	Eni Lasmo Plc	100,00		Co.
Eni Middle East BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.000.002	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	220.711.147,500	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

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

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

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Norge AS	Forus (Norvegia)	NOK	278.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Wilmington (USA)	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil do Brasil SA	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	1.579.000.000	Eni International BV Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Papalang Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Wilmington (USA)	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Lic	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni PetroRussia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	100.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni PNG Ltd	Port Moresby (Papua Nuova Guinea)	PGK	15.400.274	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Polska spółka z ograniczona odpowiedzialnoscia	Varsavia (Polonia)	PLN	800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Popodi Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni RD Congo SPRL	Kinshasa (Repubblica Democratica del Congo (ex Zaire))	CDF	10.000.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sàrl ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	12.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Togo BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Transportation Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	5.001.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Trinidad and Tobago Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	TTD	1.181.880	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BEK BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

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

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

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Uganda Ltd	Kampala (Uganda)	UGX	1.000.000	Eni International BV Eni E&P Holding BV	99,90 0,10		P.N.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 [..]	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	250.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Llc	Kiev (Ucraina)	UAH	21.583.042,640	Eni Ukraine Hold. BV Eni International BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	93.215.492,250	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Wilmington (USA)	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	278.050.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 [..]		Co.
Eni Vietnam BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Western Asia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Eurl Eni Algeria	Algeri (Algeria)	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sàrl	100,00		P.N.
First Calgary Petroleum LP	Wilmington (USA)	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co ULC	99,99 0,01	100,00	C.I.
First Calgary Petroleum Partner Co ULC	Calgary (Canada)	CAD	10	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	Vadodara (India)	INR	1.304.932.890	Burren Shakti Ltd Eni UK Holding Plc Burren En. India Ltd Soci Terzi	27,16 20,01 0,01 52,82	47,18	C.I.
HOEC Bardahl India Ltd	Vadodara (India)	INR	5.000.200	Hindus. Oil E.Co Ltd	100,00		P.N.
leoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
leoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

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

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Lasmo Sanga Sanga Ltd ⁽⁹⁾	Hamilton (Bermuda)	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (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)	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)	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
000 "Eni Energhia"	Mosca (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)	EGP	50.000	Tecnomare SpA Soc. Ionica Gas SpA	99,00 1,00		P.N.
Zetah Congo Ltd ⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	USD	300	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd ⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	USD	2.000	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	45,55 37,00 17,45		Co.

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

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

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

Gas & Power

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	Napoli	EUR	15.400.000	Italgas SpA Soci Terzi	99,69 0,31	55,36	C.I.
Eni Gas & Power Belgium SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	300.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Hellas SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	149.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	86,50	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
GNL Italia SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	17.300.000	Snam SpA	100,00	55,53	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Fondo Bombe Metano SpA	Roma	EUR	13.580.000,200	Eni SpA	100,00		Co.
Servizi Territori Aree Penisole SpA	Napoli	EUR	743.000	Napoletana Gas SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Snam Rete Gas SpA (ex Snam Trasporto SpA)	San Donato Milanese (MI)	EUR	1.200.000.000	Snam SpA	100,00	55,53	C.I.
Snam SpA ^(#) (ex Snam Rete Gas SpA)	San Donato Milanese (MI)	EUR	3.571.187.994	Eni SpA Snam SpA Soci Terzi	52,54 ^(a) 5,39 42,07	55,53	C.I.
Società EniPower Ferrara Srl	San Donato Milanese (MI)	EUR	170.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Società Italiana per il Gas pA	Torino	EUR	252.263.314	Snam SpA	100,00	55,53	C.I.
Stoccaggi Gas Italia SpA - Stogit SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	152.205.500	Snam SpA	100,00	55,53	C.I.
Toscana Energia Clienti SpA	Pistoia	EUR	7.148.428,170	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

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

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

(a) Quota di Controllo: Eni SpA 55,53
Soci Terzi 44,47

All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	EUR	12.956.935	Eni SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Altergaz SA	Levallois Perret (Francia)	EUR	29.937.600	Eni G&P France BV Soci Terzi	99,61 0,39	99,61	C.I.
Distribuidora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	202.351.288	Inv. Gas Cuyana SA Eni SpA Soci Terzi	51,00 6,84 42,16	45,60	C.I.
Distrigas LNG Shipping SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	788.579.550	Eni G&P Belgium SA	100,00	100,00	C.I.
Distrigas NV	Bruxelles (Belgio)	EUR	65.439.722,140	Eni G&P Belgium SA	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P France BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power Belgium SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	277.747.601	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power España SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Gas & Power GmbH	Düsseldorf (Germania)	EUR	1.025.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport Services SA ⁽¹⁰⁾	Lugano (Svizzera)	CHF	100.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Finpipe GIE	Bruxelles (Belgio)	EUR	25.151.277,020	Distrigas NV Soci Terzi	63,33 36,67	63,33	C.I.
Inversora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	60.012.000	Eni SpA Soci Terzi	76,00 24,00	76,00	C.I.
Nuon Belgium NV	Vilvoorde (Belgio)	EUR	70.061.500	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Nuon Power Generation Walloon NV	Vilvoorde (Belgio)	EUR	5.161.500	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Nuon Wind Belgium NV	Vilvoorde (Belgio)	EUR	333.000	Nuon Belgium NV	100,00	100,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (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)	TND	200.000	Eni International BV Eni Gas & Power GmbH Eni G&P Belgium SA Trans Tunis. Co Ltd	99,85 0,05 0,05 0,05	100,00	C.I.
Tigáz Gepa Kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	52.780.000	Tigáz Zrt	100,00		P.N.
Tigáz-Dso Földgázelosztó kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	125.314.470.000	Tigáz Zrt	100,00	50,44	C.I.
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Hajdúszoboszló (Ungheria)	HUF	17.000.000.000	Eni SpA Tigáz Zrt Eni Adfin Soci Terzi	50,36 ^(a) 0,16 [.] 49,47	50,44	C.I.
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd ⁽³⁾	St. Helier (Jersey)	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

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

(3) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: la società a seguito del trasferimento della sede dell'amministrazione in Italia è ivi soggetta a imposizione.

(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	50,44
	Eni Adfin	[.]
	Soci Terzi	49,55

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio AgipGas Sabina	Cittaducale (RI)	EUR	5.160	Eni Rete oil&no SpA Soci Terzi	70,00 30,00		Co.
Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione)	Pomezia (RM)	EUR	125.507	Eni SpA Soci Terzi	92,66 7,34		P.N.
Consorzio Movimentazioni Petrolifere nel Porto di Livorno	Stagno (LI)	EUR	1.000	Ecofuel SpA Costiero Gas L. SpA Soci Terzi	49,90 11,00 39,10		Co.
Costiero Gas Livorno SpA	Livorno	EUR	26.000.000	Eni Rete oil&no SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	C.I.
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel Centrosud SpA	Roma	EUR	21.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel Nord SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	9.670.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Rete oil&nonoil SpA	Roma	EUR	27.480.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping SpA	Roma	EUR	60.036.650	Eni SpA Distrigas NV	94,73 5,27	100,00	C.I.
Petrolig Srl	Genova	EUR	104.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Petroven Srl	Genova	EUR	156.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	68,00 32,00	68,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	EUR	136.740.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
SeaPad SpA	Genova	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.

All'estero

Agip Lubricantes SA (in liquidazione)	Buenos Aires (Argentina)	ARS	1.500.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	97,00 3,00		P.N.
Eni Austria GmbH	Vienna (Austria)	EUR	78.500.000	Eni International BV Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Eni Austria Tankstellenbetrieb GmbH	Vienna (Austria)	EUR	35.000	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Česká Republika Sro	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	1.511.913.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (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)	USD	103.142,080	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.

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

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

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni France Sàrl	Lione (Francia)	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hungaria Zrt	Budaors (Ungheria)	HUF	15.441.600.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iberia SLU	Alcobendas (Spagna)	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	EUR	19.621.665,230	Eni Mineralölh. GmbH Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Mineralölhandel GmbH	Vienna (Austria)	EUR	34.156.232,060	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Romania Srl	Bucarest (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)	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Slovenija doo	Lubiana (Slovenia)	EUR	3.795.528,290	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Slovensko Spol Sro	Bratislava (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)	CHF	102.500.000	Eni International BV Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	3.720.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	New Castle (USA)	USD	36.000.000	Eni Trad.&Ship. SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Esacontrol SA ⁽¹⁰⁾	Quito (Ecuador)	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA ⁽¹⁰⁾	Quito (Ecuador)	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Hotel Assets Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	44.005.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Oléoduc du Rhône SA ⁽¹⁰⁾	Valais (Svizzera)	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
OOO "Eni-Nefto"	Mosca (Russia)	RUB	1.010.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,01 0,99		P.N.
Tecnoesa SA ⁽¹⁰⁾	Quito (Ecuador)	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 (..)		P.N.

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

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

Chimica

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

In Italia

Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	EUR	1.549.060	Versalis SpA Syndial SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
Consorzio Industriale Gas Naturale	San Donato Milanese (MI)	EUR	124.000	Versalis SpA Raff. di Gela SpA Eni SpA Syndial SpA Raff. Milazzo Scarl	53,55 18,74 15,37 0,76 11,58		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	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)	EUR	8.751.500	Versalis SpA Syndial SpA Soci Terzi	48,13 38,14 13,73		P.N.

All'estero

Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	HUF	8.092.160.000	Versalis SpA Polimeri Benelux SA Polimeri Europa GmbH	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Eni Chemicals Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	USD	5.000.000	Versalis SpA	100,00		P.N.
Kelvin Terminals Koelveem BV	Al Terneuzen (Paesi Bassi)	EUR	36.000	Polimeri Eur. UK Ltd	100,00		P.N.
Polimeri Europa Benelux SA	Waterloo (Belgio)	EUR	10.000.000	Versalis SpA Polimeri France SAS	99,99 (..)	100,00	C.I.
Polimeri Europa Elastomeres France SA (in liquidazione)	Champagnier (Francia)	EUR	13.011.904	Versalis SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa France SAS	Mardyck (Francia)	EUR	126.115.582,900	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa GmbH ⁽¹²⁾	Eschborn (Germania)	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Hellas SA	Atene (Grecia)	EUR	395.175	Versalis SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Ibérica SA	Barcellona (Spagna)	EUR	2.524.200	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Kimya Ürünleri Ticaret Ltd Sirketi	Istanbul (Turchia)	TRY	20.000	Versalis SpA Polimeri Europa GmbH	90,00 10,00		P.N.
Polimeri Europa Norden AS	Copenaghen (Danimarca)	DKK	3.000.000	Versalis SpA	100,00		P.N.
Polimeri Europa Polska Sp.Zo.o	Varsavia (Polonia)	PLN	1.000.000	Dunastyr Zrt	100,00		P.N.
Polimeri Europa UK Ltd	Hythe (Regno Unito)	GBP	4.004.040	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	CNY	1.000.000	Eni Chem. Trad. Co Ltd	100,00		

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

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

Ingegneria & Costruzioni

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Saipem SpA ^(#)	San Donato Milanese (MI)	EUR	441.410.900	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	42,91 ^(a) 0,51 56,58	43,15	C.I.
In Italia							
Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino (CH)	EUR	10.329.140	Saipem SpA Soci Terzi	51,00 49,00		Co.
Servizi Energia Italia SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	291.000	Saipem SpA	100,00	43,15	C.I.
SnamprogettiChiyoda SAS di Saipem SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	10.000	Saipem SpA Soci Terzi	99,90 0,10	43,10	C.I.
All'estero							
Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	5.494.210	Saipem SpA Snamprog. Netherl. BV	99,00 1,00	43,15	C.I.
BOSCONGO SA	Pointe Noire (Congo)	XAF	1.597.805.000	Saipem SA Soci Terzi	99,99 [..]	43,15	C.I.
BOS Investment Ltd (in liquidazione)	New Malden (Regno Unito)	GBP	20.000	Saipem SA	100,00		Co.
BOS-UIE Ltd (in liquidazione)	New Malden (Regno Unito)	GBP	19.998	BOS Invest. Ltd - (L)	100,00		
Construction Saipem Canada Inc	Montréal (Canada)	CAD	1.000	Snamprog. Canada Inc	100,00	43,15	C.I.
ER SAI Caspian Contractor Llc	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.105.930.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00	21,57	C.I.
ERSAI Marine Llc	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	ER SAI Caspian Llc	100,00		P.N.
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.760	Saipem Intern. BV	100,00	43,15	C.I.
Global Petroprojects Services AG ⁽¹⁰⁾	Zurigo (Svizzera)	CHF	5.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,15	C.I.
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	Mumbai (India)	INR	500.000	Saipem SA Soci Terzi	55,00 45,00		P.N.
Medsai SAS	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	37.000	Saipem SA	100,00	43,15	C.I.
Moss Maritime AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	40.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,15	C.I.
Moss Maritime Inc	Houston (USA)	USD	145.000	Moss Maritime AS	100,00	43,15	C.I.
Nigerian Services & Supply Co Ltd (in liquidazione)	Victoria Island (Nigeria)	NGN	40.000.000	Saipem SA Soci Terzi	99,99 [..]		P.N.
North Caspian Service Co	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.910.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,15	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	485.469.045	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,99 [..]	43,15	C.I.
Professional Training Center Llc	Karakiyan (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	ER SAI Caspian Llc	100,00		P.N.

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

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

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

(a) Quota di Controllo: Eni SpA 43,15
Soci Terzi 56,85

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	111.290.000	Saipem Intern. BV Saipem Asia Sdn Bhd	68,55 31,45	43,15	C.I.
SAGIO Companhia Angolana de Gestão de Instalação Offshore Ltda ⁽¹⁰⁾	Luanda (Angola)	AOA	1.600.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Saigut SA de CV	Col Juarez (Messico)	MXN	90.050.000	Saimexicana SA Saipem Serv. M. SA CV	99,99 (..)	43,15	C.I.
Saimexicana SA de CV	Col Juarez (Messico)	MXN	232.438.000	Saipem SA Sofresid SA	99,99 (..)	43,15	C.I.
Saipem America Inc	Wilmington (USA)	USD	50.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,15	C.I.
Saipem Argentina de Perforaciones, Montajes Y Proyectos Sociedad Anónima, Minera, Industrial, Comercial y Financiera (in liquidazione)	Buenos Aires (Argentina)	ARS	1.805.300	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,90 0,10		P.N.
Saipem Asia Sdn Bhd ⁽⁹⁾	Kuala Lumpur (Malaysia)	MYR	8.116.500	Saipem Intern. BV	100,00	43,15	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	10.661.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,15	C.I.
Saipem (Beijing) Technical Services Co Ltd	Pechino (Cina)	USD	250.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,15	C.I.
Saipem Contracting Algeria SpA	Hassi Messaoud (Algeria)	DZD	1.556.435.000	Sofresid SA Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..) (..)	43,15	C.I.
Saipem Contracting Netherlands BV ⁽¹⁶⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,15	C.I.
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	827.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	97,94 2,06	42,26	C.I.
Saipem do Brasil Serviços de Petroleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	345.081.299	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,99 (..)	43,15	C.I.
Saipem Drilling Co Private Ltd	Mumbai (India)	INR	50.273.400	Saipem SA Saipem Intern. BV	50,27 49,73	43,15	C.I.
SAIPEM DRILLING NORWAY AS	Sola (Norvegia)	NOK	90.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,15	C.I.
Saipem East Africa Ltd	Kampala (Uganda)	UGX	50.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
Saipem India Projects Ltd	Chennai (India)	INR	407.000.000	Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..)	43,15	C.I.
Saipem Ingenieria y Construcciones SLU	Madrid (Spagna)	EUR	40.000	Saipem Intern. BV	100,00		P.N.
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	43,15	C.I.
Saipem Libya Llc - SA.LI.CO. Llc	Tripoli (Libia)	LYD	10.000.000	Saipem Intern. BV Snamprog. Netherl. BV	60,00 40,00	43,15	C.I.
Saipem Ltd	New Malden (Regno Unito)	EUR	7.500.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,15	C.I.
Saipem Luxembourg SA ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	EUR	31.002	Saipem Maritime Sàrl Saipem Portugal Lda	99,99 (..)	43,15	C.I.
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd ⁽⁸⁾	Kuala Lumpur (Malaysia)	MYR	1.033.500	Saipem Intern. BV Soci Terzi	41,94 ^(a) 58,06	17,85	C.I.

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

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

(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.

(a) Quota di Controllo:
Saipem Intern. BV 41,38
Soci Terzi 58,62

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sàrl ⁽¹⁰⁾	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	378.000	Saipem SpA	100,00	43,15	C.I.
Saipem Mediteran Usluge doo	Rijeka (Croazia)	HRK	1.500.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,15	C.I.
Saipem Misr for Petroleum Services SAE	Port Said (Egitto)	EUR	2.000.000	Saipem Intern. BV ERS BV Saipem Portugal Lda	99,92 0,04 0,04	43,15	C.I.
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	89,41 10,59	38,58	C.I.
Saipem Norge AS	Sola (Norvegia)	NOK	100.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,15	C.I.
Saipem Offshore Norway AS	Sola (Norvegia)	NOK	110.000	Saipem SpA	100,00	43,15	C.I.
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	299.278.738,240	Saipem Intern. BV	100,00	43,15	C.I.
Saipem Qatar Llc	Doha (Qatar)	QAR	2.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Saipem SA	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	26.488.694,960	Saipem SpA	100,00	43,15	C.I.
Saipem Services México SA de CV	Col Juarez (Messico)	MXN	50.000	Saimexicana SA Saipem America Inc	99,99 (..)	43,15	C.I.
Saipem Services SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	61.500	Saipem Intern. BV ERS BV	99,98 0,02	43,15	C.I.
Saipem Singapore Pte Ltd ⁽⁸⁾	Singapore (Singapore)	SGD	28.890.000	Saipem SA	100,00	43,15	C.I.
Saipem UK Ltd	New Malden (Regno Unito)	GBP	6.470.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,15	C.I.
Saipem Ukraine Llc	Kiev (Ucraina)	EUR	106.060,610	Saipem Intern. BV Saipem Luxemb. SA	99,00 1,00	43,15	C.I.
Sajer Iraq Co for Petroleum Services Trading General Contracting & Transport Llc	Baghdad (Irak)	IQD	300.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00	25,89	C.I.
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	5.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00	25,89	C.I.
Sigurd Rück AG ⁽¹⁰⁾	Zurigo (Svizzera)	CHF	25.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,15	C.I.
Snamprogetti Canada Inc	Montréal (Canada)	CAD	100.100	Saipem Intern. BV	100,00	43,15	C.I.
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.151,200	Saipem Maritime Sàrl	100,00	43,15	C.I.
Snamprogetti Ltd	Basingstoke (Regno Unito)	GBP	9.900	Snamprog. Netherl. BV	100,00	43,15	C.I.
Snamprogetti Lummus Gas Ltd	Sliema (Malta)	EUR	50.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	99,00 1,00	42,72	C.I.
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	92.117.340	Saipem SpA	100,00	43,15	C.I.
Snamprogetti Romania Srl	Bucarest (Romania)	RON	5.034.100	Snamprog. Netherl. BV Saipem Intern. BV	99,00 1,00	43,15	C.I.
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Saipem Intern. BV Snamprog. Netherl. BV	95,00 5,00	43,15	C.I.

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

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

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

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Sofresid Engineering SA	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.267.142,800	Sofresid SA Soci Terzi	99,99 0,01	43,14	C.I.
Sofresid SA	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	8.253.840	Saipem SA	100,00	43,15	C.I.
Sonsub AS	Sola (Norvegia)	NOK	1.882.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,15	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	13.157.570	Saipem Intern. BV	100,00	43,15	C.I.
TBE Ltd (in liquidazione)	Damietta (Egitto)	EGP	50.000	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Terminal Portuário do Guarujá SA	Guarujá (Brasile)	BRL	31.757.206	Saipem do Brasil Ltda Soci Terzi	99,99 (..)	43,15	C.I.
Varisal - Serviços de Consultadoria e Marketing Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	500.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,15	C.I.

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

Altre attività

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Syndial SpA - Attività Diversificate	San Donato Milanese (MI)	EUR	445.534.660,480	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.

In Italia

Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	EUR	23.519.847,160	Syndial SpA Soci Terzi	99,96 0,04		P.N.
Chlorine Productions Srl (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	10.000	Syndial SpA	100,00		Co.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	EUR	104.000	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.

All'estero

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

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

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

Corporate e società finanziarie

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	EUR	4.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Adfin SpA (ex Eni Administration & Financial Service SpA)	Roma	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)	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Servizi SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	13.427.419,080	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Immobiliare Est SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	7.749.253,320	Eni SpA	100,00		P.N.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	5.160.000	Eni Adfin Soci Terzi	49,00 51,00	48,82	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	EUR	52.817.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

All'estero

Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Trad & Ship BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Finance International SA	Bruxelles (Belgio)	USD	2.975.036.000	Eni International BV Eni SpA	66,39 33,61	100,00	C.I.
Eni Finance USA Inc	Wilmington (USA)	USD	15.000.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance Ltd	Dublino (Irlanda)	EUR	100.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

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

Imprese controllate congiuntamente e collegate

Exploration & Production

All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Agiba Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
Al-Fayrouz Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Angola LNG Ltd ⁽⁶⁾	Hamilton (Bermuda)	USD	8.895.983.341	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Artic Russia BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	100.000	Eni International BV Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
CARDÓN IV SA ^(†)	Caracas (Venezuela)	VEF	12.910.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañía Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	VEB	100.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		Co.
East Delta Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
El Tensah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Enirepsa Gas Ltd ^(†)	Al-Khobar (Arabia Saudita)	SAR	11.250.000	Eni Middle East BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Enstar Petroleum Ltd	Calgary (Canada)	CAD	0,100	Unimar Llc	100,00		
InAgip doo ^(†)	Zagabria (Croazia)	HRK	54.000	Eni Croatia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Marketing Services Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		Co.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75		Co.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Londra (Regno Unito)	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		P.N.
Khaleej Petroleum Co WII	Safat (Kuwait)	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Limited Liability Company Astroinvest-Energy	Zinkiv (Ucraina)	UAH	218.000.000	Zagoryanska P BV	100,00		
Limited Liability Company Industrial Company Gazvydobuvannya	Poltava (Ucraina)	UAH	315.000.000	Pokrovskoe PBV	100,00		
Lic "SeverEnergia" ^(†)	Mosca (Russia)	RUB	55.114.150.000	Artic Russia BV Soci Terzi	49,00 51,00		
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mellitah Oil & Gas BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.

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

(†) La società è a controllo congiunto.

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

(a) Azione senza Valore Nominale.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		Co.
OA0 "Arctic Gas Co"	Novyi Urengoi (Russia)	RUB	2.400.000	Llc "SeverEnergia"	100,00		
OA0 "Neftegastechnology"	Novyi Urengoi (Russia)	RUB	500.000	Llc "SeverEnergia"	100,00		
Petrobel Belayim Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PetroBicentenario SA	Caracas (Venezuela)	VEF	1.000.000	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroJunín SA	Caracas (Venezuela)	VEF	44.000.000	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	VEF	220.300.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Pokrovskoe Petroleum BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	25.715	Eni Ukraine Hold. BV Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
Port Said Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe Noire (Congo)	XAF	50.000.000	Eni Congo SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA ^(†)	Tunisi (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)	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	49,50 50,50		Co.
Tapco Petrol Boru Hatti Sanayi ve Ticaret AS ^(†)	Istanbul (Turchia)	TRY	7.500.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Tecnicco Engineering Contractors LLP	Aksai (Kazakhstan)	KZT	10.100.000	Tecnomare SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Thekah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Unimar Llc ^(†)	Houston (USA)	USD	0 ^(a)	Eni America Ltd Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
United Gas Derivatives Co	Il Cairo (Egitto)	USD	285.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
VIC CBM Ltd ^(†)	Londra (Regno Unito)	USD	1.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd ^(†)	Londra (Regno Unito)	USD	631.640	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		
Virginia International Co Llc	Wilmington (USA)	USD	10	Unimar Llc	100,00		
West Ashrafi Petroleum Co ^(†)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Zagoryanska Petroleum BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Eni Ukraine Hold. BV Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
ZA0 Urengoi Inc	Yanar (Russia)	RUB	119.750.280	Llc "SeverEnergia"	100,00		
Zetah Noumbi Ltd ⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	USD	100	Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	37,00 63,00		Co.

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

(†) La società è a controllo congiunto.

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

(a) Azione senza Valore Nominale.

Gas & Power

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
ACAM Clienti SpA	La Spezia	EUR	7.106.500	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
ACAM Gas SpA	La Spezia	EUR	68.090.000	Italgas SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Agestel SpA	Pisa	EUR	775.000	Toscana Energia SpA	100,00		
Azienda Energia e Servizi Torino SpA ^(†)	Torino	EUR	110.500.000	Italgas SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Est Più SpA ^(†)	Gorizia	EUR	7.100.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Est Reti Elettriche SpA ^(†) (ex Est Più Società per Azioni)	Gorizia	EUR	17.450.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
ISOGAS SpA	Gorizia	EUR	2.348.678	Est Più SpA	100,00		
Isontina Reti Gas SpA ^(†)	Gradisca D'Isonzo (GO)	EUR	17.450.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Mariconsult SpA ^(†)	Milano	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Arcore SpA ^(†)	Arcore (MI)	EUR	175.000	Italgas SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Borgomanero SpA ^(†) (in liquidazione)	Borgomanero (NO)	EUR	250.000	Italgas SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Casalpusterlengo SpA ^(†) (in liquidazione)	Casalpusterlengo (LO)	EUR	100.000	Italgas SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Metano Sant'Angelo Lodigiano SpA ^(†)	Sant'Angelo Lodigiano (LO)	EUR	200.000	Italgas SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Termica Milazzo Srl	Milano	EUR	23.241.000	EniPower SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Toscana Energia Green SpA	Pistoia	EUR	6.330.804	Toscana Energia SpA	100,00		
Toscana Energia SpA ^(†)	Firenze	EUR	146.214.387	Italgas SpA Soci Terzi	48,08 51,92		P.N.
Toscogen SpA (in liquidazione)	Pisa	EUR	2.582.284	Toscana Energia SpA Soci Terzi	56,67 43,33		
Transmed SpA ^(†)	Milano	EUR	240.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Umbria Distribuzione Gas SpA ^(†)	Terni	EUR	2.120.000	Italgas SpA Soci Terzi	45,00 55,00		P.N.

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

(†) La società è a controllo congiunto.

All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Blue Stream Pipeline Co BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Distribuidora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	160.457.190	Eni SpA Inv. Gas Centro SA Soci Terzi	31,35 51,00 17,65		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	Karlsruhe (Germania)	EUR	25.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE ^(†)	Larissa (Grecia)	EUR	78.459.200	Eni Hellas SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE ^(†)	Ampelokipi-Menemeni (Grecia)	EUR	237.850.000	Eni Hellas SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
GasBridge 1 BV ^(†)	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Snam SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
GasBridge 2 BV ^(†)	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	Snam SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Gas Directo SA	Madrid (Spagna)	EUR	6.716.400	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	60,00 40,00		
Gasífica SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.000.200	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	90,00 10,00		
Gaz de Bordeaux SAS	Bordeaux (Francia)	EUR	757.576	Altegaz SA Eni G&P France BV Soci Terzi	17,00 17,00 66,00		P.N.
Gerecse Gázvezeték Építő és Vagyonkezelő Részvénytársaság	Tatabánya (Ungheria)	HUF	609.600.000	Turul G. Rt Soci Terzi	50,15 49,85		
GreenStream BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Infraestructuras de Gas SA	Madrid (Spagna)	EUR	340.000	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	85,00 15,00		
Interconnector Zeebrugge Terminal S.C./C.V. Scrl	Bruxelles (Belgio)	EUR	123.946	Distrigas NV Interconnector Ltd Soci Terzi	51,00 48,00 1,00		Co.
Inversora de Gas del Centro SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	68.012.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Nueva Electricidad del Gas SA	Siviglia (Spagna)	EUR	3.304.576	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Rhodigaz SAS ^(†) (in liquidazione)	Lione (Francia)	EUR	37.800	Distrigas NV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
SAMCO Sagl ⁽¹⁰⁾	Lugano (Svizzera)	CHF	20.000	Eni International BV Transmed. Pip. Co Ltd Soci Terzi	5,00 90,00 5,00		P.N.
SETGÁS Sociedade de Distribuição de Gás Natural SA	Setubal (Portogallo)	EUR	9.000.000	Eni SpA Soci Terzi	21,87 78,13		Co.
South Stream AG ^{(†) (10)}	Zug (Svizzera)	CHF	100.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
South Stream Transport AG	Zug (Svizzera)	CHF	100.000	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Spanish Egyptian Gas Co SAE	Damietta (Egitto)	USD	375.000.000	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	80,00 20,00		

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

(†) La società è a controllo congiunto.

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

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Transmediterranean Pipeline Co Ltd ^{(†)(8)}	St. Helier (Jersey)	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Turul Gázvezeték Építő és Vagyonkezelő Részvénytársaság ^(†)	Tatabánya (Ungheria)	HUF	404.000.000	Tigáz Zrt Soci Terzi	58,42 41,58		P.N.
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	Madrid (Spagna)	EUR	2.340.240	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	99,99 (..)		
Unión Fenosa Gas Infrastructures BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.000	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Unión Fenosa Gas Exploración y Produccion SA	Madrid (Spagna)	EUR	60.110	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Unión Fenosa Gas SA ^(†)	Madrid (Spagna)	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

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

(†) La società è a controllo congiunto.

(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.

Refining & Marketing

In Italia

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

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

(†) La società è a controllo congiunto.

All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH	Schwedt (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)	CHF	1.800.000	City Carbuoroil SA Soci Terzi	58,00 42,00		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	Vohburg (Germania)	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
BFS Berlin Fuelling Services GbR	Amburgo (Germania)	EUR	16.100,500	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co.KG ^(†)	Baierbrunn (Germania)	EUR	1.050.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Ceska Rafinerska AS	Litvinov (Repubblica Ceca)	CZK	9.348.240.000	Eni International BV Soci Terzi	32,44 67,56		P.N.
City Carbuoroil SA ^{(†)(10)}	Rivera (Svizzera)	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
ENEOS Italsing Pte Ltd ⁽⁸⁾	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)	EUR	9.846.734,310	Eni Marketing A. GmbH Eni Mineralöhl. GmbH Eni Austria GmbH Soci Terzi	14,29 14,29 14,28 57,14		Co.
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay En France (Francia)	EUR	1	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Galp Energia SGPS SA ^(#)	Lisbona (Portogallo)	EUR	829.250.635	Eni SpA Soci Terzi	33,34 66,66		P.N.
Gilg & Schweiger GmbH ^(†)	Baierbrunn (Germania)	EUR	26.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Mediterranéé Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Rosa GmbH	Zirndorf (Germania)	EUR	2.100.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	24,80 75,20		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA ⁽¹⁰⁾	Meyrin (Svizzera)	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA ^(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	VEF	12.086.744,845	Ecofuel SpA Soci Terzi	34,51 65,49		P.N.
Super Octanos CA ^(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	VEF	4.240.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	49,00 51,00		Co.
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR ^(‡)	Amburgo (Germania)	EUR	135.505,510	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH ^(‡)	Salisburgo (Austria)	EUR	43.603,700	Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Turbo Fuel Service Berlin GbR ^(‡) (in liquidazione)	Amburgo (Germania)	EUR	353.956,590	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	EUR	409.034	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

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

(†) La società è a controllo congiunto.

(‡) L'impresa è a controllo congiunto.

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

(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.

Chimica

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
IFM Ferrara ScpA	Ferrara	EUR	5.153.533	Versalis SpA	20,18		P.N.
				Syndial SpA	11,85		
				S.E.F. Srl	10,94		
				Soci Terzi	57,03		
Matrica SpA (†)	Porto Torres (SS)	EUR	9.100.000	Versalis SpA	50,00		P.N.
				Soci Terzi	50,00		
Priolo Servizi ScpA	Melilli (SR)	EUR	25.600.000	Versalis SpA	37,35		P.N.
				Syndial SpA	4,97		
				Soci Terzi	57,68		

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

(†) La società è a controllo congiunto.

Ingegneria & Costruzioni

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
ASG Scarl ^(†)	San Donato Milanese (MI)	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)	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)	EUR	51.645,690	Saipem SpA Soci Terzi	50,36 49,64		P.N.
Consorzio F.S.B.	Marghera (VE)	EUR	15.000	Saipem SpA Soci Terzi	28,00 72,00		Co.
Consorzio Libya Green Way ^(†)	San Donato Milanese (MI)	EUR	100.000	Saipem SpA Soci Terzi	26,50 73,50		P.N.
Milano-Brescia-Verona Scarl ^(†)	San Donato Milanese (MI)	EUR	50.000	Saipem SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Modena Scarl ^(†) (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	400.000	Saipem SpA Soci Terzi	59,33 40,67		P.N.
PLNG 9 Snc di Chiyoda Corporation e Servizi Energia Italia SpA ^(†)	San Donato Milanese (MI)	EUR	1.000	SEI SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Rodano Consortile Scarl ^(†)	San Donato Milanese (MI)	EUR	250.000	Saipem SpA Soci Terzi	53,57 46,43		P.N.
Rosetti Marino SpA	Ravenna	EUR	4.000.000	Saipem SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Sp-Tkp Fertilizer Srl ^(†) (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	EUR	50.000	Saipem SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

All'estero

02 PEARL Snc ^(†)	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Barber Moss Ship Management AS ^(†)	Lysaker (Norvegia)	NOK	1.000.000	Moss Maritime AS Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Charville - Consultores e Serviços Lda ^(†)	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CMS&A WII ^(†)	Doha (Qatar)	QAR	500.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Dalia Floater Angola Snc ^(†)	Parigi (Francia)	EUR	0 ^(a)	Saipem SA Soci Terzi	27,50 72,50		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	Caracas (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)	VEB	286.549	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd	Victoria Island (Nigeria)	NGN	15.000.000	FPSO Mystras Lda	100,00		
FPSO Mystras - Produção de Petróleo Lda ^(†)	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

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

(†) La società è a controllo congiunto.

(‡) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azione senza Valore Nominale.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
KWANDA - Suporte Logistico Lda ⁽¹⁷⁾	Luanda (Angola)	AOA	25.510.204	Saipem SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
LNG - Serviços e Gestao de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Mangrove Gas Netherlands BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	2.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
ODE North Africa Llc	Il Cairo (Egitto)	EGP	100.000	Off. Design Eng. Ltd Soci Terzi	99,00 1,00		
Offshore Design Engineering Ltd ^(†)	Kingston-Upon-Thames (Regno Unito)	GBP	100.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Petromar Lda ^{(†)(10)}	Luanda (Angola)	USD	357.142,850	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
RPCO Enterprises Ltd ^(†) (in liquidazione)	Nicosia (Cipro)	EUR	17.100	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sabella SAS	Quimper (Francia)	EUR	37.000	Sofresid Engine. SA Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Saibos Akogep Snc ^(†)	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Saipar Drilling Co BV ^(†)	Amsterdam (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)	SAR	40.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Saipon Snc ^(†)	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	EUR	20.000	Saipem SA Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
SAIRUS Llc ^(†)	Krasnodar (Russia)	RUB	1.603.800	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Servicios de Construcciones Caucedo SA ^(†) (in liquidazione)	Santo Domingo (Repubblica Dominicana)	DOP	100.000	Saipem SA Soci Terzi	49,70 50,30		P.N.
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée ^(†)	Commune Anjra (Marocco)	EUR	33.000	Medsai SAS Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Southern Gas Constructors Ltd ^(†)	Lagos (Nigeria)	NGN	10.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
SPF - TKP Omifpro Snc ^(†)	Parigi (Francia)	EUR	50.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sud-Soyo Urban Development Lda ⁽¹³⁾	Soyo (Angola)	AOA	20.000.000	Saipem SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Tchad Cameroon Maintenance BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Saipem SA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
T.C.P.I. Angola Tecnoprojecto Internacional SA ⁽¹⁰⁾	Luanda (Angola)	AOA	9.000.000	Petromar Lda Soci Terzi	35,00 65,00		

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

(†) La società è a controllo congiunto.

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

(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.

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA	Porto Salvo Concelho De Oeiras (Portogallo)	EUR	700.000	Saipem SA Soci Terzi	42,50 57,50		P.N.
TMBYS SAS (†)	Guyancourt (Francia)	EUR	30.000	Saipem SA Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.

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

(†) La società è a controllo congiunto.

Altre attività

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Cengio Sviluppo ScpA	Genova	EUR	120.255,030	Syndial SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FILTENI SpA (in liquidazione)	Ferrandina (MT)	EUR	4.644.000	Syndial SpA Soci Terzi	59,56 ^(a) 40,44		Co.
Ottana Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Nuoro	EUR	516.000	Syndial SpA Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl	Venezia	EUR	12.411.876	Syndial SpA Eni SpA Soci Terzi	18,35 2,82 78,83		P.N.

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

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

Altre Partecipazioni Rilevanti

Exploration & Production

All'estero

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	VEB	100.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	17,00 83,00
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	AUD	1.304.915.930,820	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50
Nigeria LNG Ltd	Rivers State (Nigeria)	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	10,40 89,60
Norsea Pipeline Ltd	Woking Surrey (Regno Unito)	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci Terzi	10,32 89,68
North Caspian Operating Co BV	L'Aja (Paesi Bassi)	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19
North Caspian Transportation Manager Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	100.010	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19
OPCO - Sociedade Operacional Angola LNG SA	Luanda (Angola)	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40
Petrolera Güiria SA	Caracas (Venezuela)	VEF	1.000.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50
Point Fortin LNG Exports Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	USD	10.000	Eni T&T Ltd Soci Terzi	17,31 82,69
SOMG - Sociedade de Operações e Manutenção de Gasodutos SA	Luanda (Angola)	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50

(a) Azione senza Valore Nominale.

Gas & Power

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Agenzia Napoletana per l'Energia e per l'Ambiente	Napoli	EUR	418.330,120	Napoletana Gas SpA Soci Terzi	12,96 87,04
Pubblitecnica SpA (in liquidazione)	Roma	EUR	836.500	Italgas SpA Soci Terzi	13,29 86,71

All'estero

Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40
Interconnector (UK) Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	12.754.680	Distrigas NV Eni International BV Soci Terzi	11,05 ^(a) 5,02 83,93
Lusitaniagás - Companhia de Gás do Centro SA	Aveiro (Portogallo)	EUR	20.500.000	Eni SpA Soci Terzi	10,59 89,41
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	EUR	1.533.875,640	Eni International BV Soci Terzi	13,04 86,96

(a) Quota di Controllo:	Distrigas NV	11,41
	Eni International BV	5,00
	Soci Terzi	83,59

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA ⁽¹⁴⁾	Roma	ITL	360.000.000	Eni SpA Soci Terzi	72,48 27,52

All'estero

Compania de Economia Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	USD	3.028.749	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,31 86,69
Dépot Pétrolier de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	EUR	3.954.196,400	Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS	Nanterre (Francia)	EUR	207.500	Eni France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00
S.I.P.G. Société Immobilier Pétrolier de Gestion Snc	Tremblay En France (Francia)	EUR	40.000	Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	GHS	258.309	Eni International BV Soci Terzi	12,00 88,00

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

Chimica

In Italia

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Novamont SpA	Novara	EUR	11.765.000	Versalis SpA Soci Terzi	15,00 85,00

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

Imprese consolidate con il metodo integrale

Imprese incluse (n. 7)

Eni East Sepinggan Limited	Londra	Exploration & Production	Costituzione
Eni JPDA 11-106 BV	Amsterdam	Exploration & Production	Rilevanza
Nuon Belgium NV	Vilvoorde	Gas & Power	Acquisizione
Nuon Power Generation Walloon NV	Vilvoorde	Gas & Power	Acquisizione
Nuon Wind Belgium NV	Vilvoorde	Gas & Power	Acquisizione
SAIPEM DRILLING NORWAY AS	Sola	Ingegneria & Costruzioni	Costituzione
Snam Rete Gas SpA	San Donato Milanese	Gas & Power	Rilevanza

Imprese escluse (n. 9)

Bos Investment Limited (in liquidazione)	New Malden	Ingegneria & Costruzioni	Irrilevanza
Bos-Uie Limited (in liquidazione)	New Malden	Ingegneria & Costruzioni	Irrilevanza
Burren Energy (Egypt) Limited	Londra	Exploration & Production	Irrilevanza
Eni Oil do Brasil SA	Rio de Janeiro	Exploration & Production	Irrilevanza
Eni UFL Limited (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Eni Yemen Limited	Londra	Exploration & Production	Irrilevanza
Saipem Energy Services SpA	San Donato Milanese	Ingegneria & Costruzioni	Fusione
SAIRUS Limited Liability Company	Krasnodar	Ingegneria & Costruzioni	Perdita del controllo
Star Gulf FZ Company	Dubai	Ingegneria & Costruzioni	Cessione a Terzi

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 30 giugno 2012:
euro 4.005.358.876 interamente versato
Registro delle Imprese di Roma,
codice fiscale 00484960588
parita 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 2011 (in inglese)
Relazione Finanziaria Semestrale Consolidata al 30 giugno
redatta ai sensi dell'art. 154-ter c.2 del D.Lgs. 58/1998
Interim consolidated report as of June 30
Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari
redatta ai sensi dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/1998
(in italiano e in inglese)
Relazione sulla Remunerazione redatta ai sensi
dell'art. 123-ter del D.Lgs. 58/1998 (in italiano e in inglese)

Sito Internet: eni.com

Centralino: +39-0659821

Numero verde: 800940924

Casella e-mail: segreteriasocietaria.azionisti@eni.com

ADRs/Depositary

BNY Mellon Shareowner Services
PO Box 358516
Pittsburgh, PA 15252-8516
shrrelations@bnymellon.com

Contatti:

- Institutional Investors/Broker Desk:
UK: Mark Lewis - Tel. +44 (0) 20 7964 6089;
mark.lewis@bnymellon.com
USA: Ravi Davis - Tel. +1 212 815 4245;
ravi.davis@bnymellon.com
Hong Kong: Joe Oakenfold - Tel. +852 2840 9717;
joe.oakenfold@bnymellon.com
- Retail Investors:
Domestic Toll Free - Tel. 1-866-433-0354
International Callers - Tel. +1.201.680.6825

eni conferma la sua presenza nei principali indici di sostenibilità



eni.com



00126