



Relazione finanziaria semestrale consolidata
al 30 giugno 2011

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

Domenico Dispenza ⁽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

Maurizio Lauri, Francesco Bilotti

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 e Oil-Gas Energy Committee) sono fornite nella sezione Corporate Governance disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo http://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 14 dicembre 2005, con decorrenza 1° gennaio 2006.

(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 intermedia sulla gestione

| | |
|---|-----------|
| Highlight | 2 |
| Andamento operativo | |
| Exploration & Production | 5 |
| Gas & Power | 12 |
| Refining & Marketing | 17 |
| Petrochimica | 20 |
| Ingegneria & Costruzioni | 22 |
| Commento ai risultati e altre informazioni | |
| Commento ai risultati economico-finanziari | 24 |
| Conto economico | 24 |
| Stato patrimoniale riclassificato | 41 |
| Rendiconto finanziario riclassificato | 45 |
| Fattori di rischio e incertezza | 50 |
| Evoluzione prevedibile della gestione | 62 |
| Altre informazioni | 63 |
| Glossario | 64 |

Bilancio consolidato semestrale abbreviato

| | |
|--|------------|
| Schemi contabili | 68 |
| Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato | 75 |
| Attestazione del management | 107 |
| Relazione della Società di revisione | 108 |

Allegati

| | |
|--|------------|
| Allegati al bilancio consolidato semestrale abbreviato | 110 |
| Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 30 giugno 2011 | 110 |
| Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre | 149 |

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 e 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 rischio 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.

Highlight

Highlight finanziari

- Nel primo semestre 2011 Eni ha conseguito l'utile netto di 3,8 miliardi di euro. L'utile operativo e l'utile netto adjusted ammontano a 9,1 e 3,6 miliardi di euro con un aumento rispettivamente del 7,6% e del 4,2% rispetto al 2010. Il principale driver è stato la solida performance operativa del settore Exploration & Production (+21%) trainata dallo scenario petrolifero che ha consentito di assorbire gli effetti economici della perdita di produzione in Libia e l'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro. Anche il settore Ingegneria & Costruzioni ha registrato un miglioramento di performance. Questi fattori positivi sono stati compensati dall'andamento negativo dei settori downstream gas e raffinazione. Il risultato del settore Gas & Power e quindi del Gruppo non tiene conto dei possibili effetti delle rinegoziazioni in corso dei contratti di lungo termine la cui decorrenza economica in caso di esito positivo potrebbe essere anteriore al 30 giugno.
- Il cash flow del semestre (flusso di cassa netto da attività operativa) di 8,6 miliardi di euro ha finanziato gli investimenti a sostegno della crescita e i progetti esplorativi di 6,62 miliardi di euro, il pagamento del saldo del dividendo 2010 agli azionisti Eni e dei dividendi di altre società consolidate (complessivamente 2,21 miliardi di euro) determinando una leggera riduzione dell'indebitamento finanziario netto rispetto al dato di bilancio 2010. Al 30 giugno 2011 il leverage è pari a 0,47 (0,47 al 31 dicembre 2010).
- Gli investimenti tecnici di 6,62 miliardi di euro hanno riguardato principalmente lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi, le attività di ricerca esplorativa, con investimenti concentrati per il 96% all'estero, l'upgrading della flotta dei mezzi navali di costruzione e perforazione di Saipem, nonché lo sviluppo e il mantenimento dell'infrastruttura di trasporto del gas.
- In relazione ai risultati conseguiti nel primo semestre e alle previsioni per l'intero 2011, la proposta di acconto dividendo al Consiglio di Amministrazione Eni dell'8 settembre 2011 sarà di 0,52 euro per azione (0,50 euro nel 2010) con stacco cedola fissato al 19 settembre 2011 e messa in pagamento a partire dal 22 settembre 2011.

Highlight operativi

- La produzione di idrocarburi è stata di 1,586 milioni di boe/giorno evidenziando una flessione del 12% rispetto al primo semestre 2010, dovuta alla perdita di produzione in Libia. Escludendo l'impatto negativo dei minori entitlement nei contratti di Production Sharing Agreement (PSA) e altri schemi similari e della citata perdita di produzione in Libia, la produzione registra una lieve flessione rispetto al semestre 2010 (-1%). Le fermate programmate e il declino delle produzioni mature sono stati parzialmente compensati dalla crescita registrata in Norvegia, Egitto e Iraq.
- In linea con i piani produttivi sono stati avviati in produzione i giacimenti Capparuccia (Eni 77,8%) in Italia, Libondo (Eni 35%) nell'offshore del Congo, Nikaitchuq (Eni operatore con

il 100%) nell'offshore dell'Alaska e Appaloosa (Eni 100%) nel Golfo del Messico.

- Nel semestre sono state scoperte risorse esplorative Eni pari a circa 415 milioni di barili. I principali successi sono stati ottenuti in Venezuela con i pozzi di appraisal Perla 4 e 5 nel blocco Cardon IV (Eni 50%), Angola nell'ambito del progetto West Hub nel prolifico bacino del Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore), Norvegia, con l'importante scoperta a olio e gas di Skrugard nella licenza PL 532 (Eni 30%) con riserve recuperabili stimate in circa 250 milioni di barili al 100% e per la quale si prevede uno sviluppo in via accelerata. Altri successi sono stati ottenuti nel Golfo del Messico, in Ghana, Regno Unito, Egitto, Pakistan e Indonesia.
- Le vendite di gas naturale sono state di 53,33 miliardi di metri cubi con un aumento del 7,3% rispetto al primo semestre 2010 per effetto del significativo miglioramento registrato nei mercati europei e domestico. Il mercato Italia con un incremento dell'11,4% ha beneficiato della riconquista di clienti e dei maggiori prelievi nei segmenti termoelettrico, grossista e industriali, azioni che si sono tradotte in un apprezzabile recupero di quota di mercato. Le vendite in Europa sono aumentate del 18,7% con le migliori performance ottenute in Turchia, Francia, UK/Nord Europa, Germania/Austria e Penisola Iberica.

Situazione in Libia

Tutte le attività di produzione Eni e le esportazioni attraverso il gasdotto GreenStream sono state sospese ad eccezione del campo di Wafa che produce quantitativi di gas e liquidi associati destinati ad alimentare le centrali per la generazione di energia elettrica del Paese. Gli impianti e la pipeline sono stati messi in sicurezza e a oggi non hanno subito danni. Eni è tecnicamente in grado di riportare la produzione di gas a livelli originari ante crisi nel 2010 una volta che la situazione tornerà alla normalità. Da marzo 2011, Eni ha evacuato tutto il personale espatriato ed ha sospeso tutte le attività legate ai progetti di esplorazione e di sviluppo. La produzione di idrocarburi si è ridotta dal livello atteso di circa 280 mila boe/giorno al livello attuale di circa 50 mila boe/giorno in quota Eni. Al 30 giugno 2011 il capitale investito netto è di circa 2,04 miliardi di dollari (2,5 miliardi di dollari al 31 dicembre 2010) inclusa la quota di competenza del 50% di GreenStream BV.

Sviluppi di portafoglio

- Nel gennaio 2011 Eni e PetroChina hanno firmato un Memorandum of Understanding per promuovere iniziative congiunte nello sviluppo degli idrocarburi convenzionali e non convenzionali in Cina e all'estero. Analogo accordo strategico è stato firmato con Sinopec nel luglio 2011.
- Nell'aprile 2011 Eni e Sonatrach hanno firmato un accordo di cooperazione per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi non convenzionali in Algeria, in particolare di risorse di shale gas.

- Nel maggio 2011 Eni ha firmato un accordo con la società MEO Australia per l'ingresso nello sviluppo delle scoperte a gas di Heron e Blackwood nel Permesso NT/P-68, nel Mar di Timor. L'accordo prevede il diritto per Eni di acquisire il 50% e il ruolo di operatore attraverso il finanziamento delle attività esplorative.
- Nel maggio 2011 Eni si è aggiudicata al 100% i diritti di esplorazione con il ruolo di operatore del Blocco Arguni I in Indonesia, nel bacino di Bintuni, dalle notevoli potenzialità.
- Nel giugno 2011 Eni ha firmato un Memorandum of Understanding di ampia portata con PetroSA, la compagnia di Stato della Repubblica del Sudafrica. L'accordo è volto a promuovere iniziative congiunte nell'esplorazione e nello sviluppo di idrocarburi convenzionali e non convenzionali nel Paese e in Africa. Inoltre Eni assicurerà forniture long-term di GNL e prodotti raffinati a sostegno dello sviluppo economico del Paese.
- Nel giugno 2011 Eni, tramite la controllata Polimeri Europa, e Novamont SpA hanno firmato un protocollo d'intesa per la riconversione del sito Eni di Porto Torres in un polo di "chimica verde" destinato alla produzione di plastiche e altri prodotti petrolchimici biodegradabili (bio-lubrificanti, bio-additivi) per i quali si prevedono significativi tassi di crescita nel medio-lungo termine.
- Nel luglio 2011 Eni ha acquisito dalla società Cadogan Petroleum plc un'interessenza in due licenze di esplorazione e sviluppo in aree comprese nel bacino Dniepr-Donetz, in Ucraina.
- Nel luglio 2011 Eni e le Autorità di Stato dell'Egitto hanno raggiunto un accordo per rilanciare le attività petrolifere nel Paese in particolare nelle aree del Deserto Occidentale, nel Mar Mediterraneo e nella zona del Sinai, che riguarderanno sia lo sviluppo, attraverso la perforazione di pozzi aggiuntivi e l'accelerazione della produzione da nuove scoperte, sia l'esplorazione, con la perforazione di 12 pozzi.
- Nel luglio 2011 Eni ha firmato un accordo con NV Noun Energy per l'acquisizione della controllata Noun Belgium NV, che commercializza gas ed energia elettrica ai segmenti industriale e residenziale in Belgio. Il perfezionamento dell'accordo è soggetto all'approvazione delle competenti autorità.

Cessione dei gasdotti internazionali

Nell'ambito degli impegni concordati con la Commissione Europea per dismettere i propri asset nel trasporto internazionale riguardanti i gasdotti TAG Austria e TENP/Transitgas Germania/Svizzera, interconnessi al sistema italiano di trasporto, il 10 giugno 2011 Eni ha sottoscritto con Cassa Depositi e Prestiti SpA ("CDP") un contratto di compravendita che prevede la cessione dell'89% del capitale sociale di Trans Austria Gasleitung GmbH ("TAG"), cui corrisponde una partecipazione del 94% ai risultati economici. Alla conclusione dell'operazione, rimarranno inalterati i diritti di trasporto del gas contrattualizzati con clausola ship-or-pay da Eni con TAG.

Principali dati economici e finanziari

| Esercizio 2010 | | (milioni di euro) | Primo semestre | |
|-------------------|---|-------------------|----------------|----------------|
| | | | 2010 | 2011 |
| 98.523 | Ricavi della gestione caratteristica | | 47.706 | 53.375 |
| 16.111 | Utile operativo | | 9.152 | 9.448 |
| 17.304 | Utile operativo adjusted ^(a) | | 8.459 | 9.102 |
| 6.318 | Utile netto ^(b) | | 4.046 | 3.801 |
| 6.869 | Utile netto adjusted ^{(a) (b)} | | 3.489 | 3.634 |
| 14.694 | Flusso di cassa netto da attività operativa | | 9.139 | 8.596 |
| 13.870 | Investimenti tecnici | | 7.107 | 6.615 |
| 131.860 | Totale attività a fine periodo | | 128.813 | 130.679 |
| 27.783 | Debiti finanziari e obbligazionari a fine periodo | | 25.151 | 27.594 |
| 55.728 | Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi a fine periodo | | 57.375 | 55.704 |
| 26.119 | Indebitamento finanziario netto a fine periodo | | 23.342 | 25.978 |
| 81.847 | Capitale investito netto a fine periodo | | 80.717 | 81.682 |
| 16,34 | Prezzo delle azioni a fine periodo | (euro) | 15,19 | 16,31 |
| 3.622,5 | Numero azioni in circolazione a fine periodo | (milioni) | 3.622,4 | 3.622,6 |

(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 2010 | | | Primo semestre | |
|-------------------|--|--------|----------------|------|
| | | | 2010 | 2011 |
| | Utile netto | | | |
| 1,74 | - per azione ^(a) | (euro) | 1,12 | 1,05 |
| 4,62 | - per ADR ^{(a) (b)} | (USD) | 2,97 | 2,95 |
| | Utile netto adjusted | | | |
| 1,90 | - per azione ^(a) | (euro) | 0,95 | 1,00 |
| 5,04 | - per ADR ^{(a) (b)} | (USD) | 2,52 | 2,81 |
| | Return On Average Capital Employed (ROACE) | | | |
| 10,0 | - reported | (%) | 9,2 | 10,0 |
| 10,7 | - adjusted | (%) | 9,7 | 10,7 |
| 0,47 | Leverage | | 0,41 | 0,47 |

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

(b) Un ADR rappresenta due azioni.

Principali indicatori di mercato

| Esercizio 2010 | | | Primo semestre | |
|-------------------|---|-----|----------------|--------|
| | | | 2010 | 2011 |
| 79,47 | Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a) | | 77,27 | 111,16 |
| 1,327 | Cambio medio EUR/USD ^(b) | | 1,328 | 1,403 |
| 59,89 | Prezzo medio in euro del greggio Brent dated | | 58,19 | 79,23 |
| 2,66 | Margini europei medi di raffinazione ^(c) | | 2,90 | 1,41 |
| 3,47 | Margine di raffinazione Brent/Ural ^(c) | | 3,84 | 2,77 |
| 2,00 | Margini europei medi di raffinazione in euro | | 2,18 | 1,00 |
| 6,56 | Prezzo gas NBP ^(d) | (%) | 5,64 | 9,23 |
| 0,8 | Euribor - euro a tre mesi | (%) | 0,6 | 1,3 |
| 0,3 | Libor - dollaro a tre mesi | | 0,3 | 0,3 |

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

(b) Fonte: BCE.

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

(d) In USD per milioni di btu.

Principali dati operativi

| Esercizio 2010 | | | Primo semestre | |
|-------------------|--|--------------------------------|----------------|--------|
| | | | 2010 | 2011 |
| | Exploration & Production | | | |
| 1.815 | Produzione di idrocarburi | (migliaia di boe/giorno) | 1.800 | 1.586 |
| 997 | - Petrolio e condensati | (migliaia di barili/giorno) | 995 | 846 |
| 129 | - Gas naturale | (milioni di metri cubi/giorno) | 126 | 116 |
| 638,0 | Produzione venduta | (milioni di boe) | 312,7 | 274,8 |
| | Gas & Power | | | |
| 97,06 | Vendite gas mondo ^(a) | (miliardi di metri cubi) | 49,70 | 53,33 |
| 83,32 | Volumi trasportati in Italia | (miliardi di metri cubi) | 43,02 | 41,90 |
| 39,54 | Vendite di energia elettrica | (terawattora) | 18,61 | 19,34 |
| | Refining & Marketing | | | |
| 34,8 | Lavorazioni in conto proprio | (milioni di tonnellate) | 16,87 | 15,77 |
| 11,73 | Vendite di prodotti petroliferi rete Europa | (milioni di tonnellate) | 5,62 | 5,54 |
| 6.167 | Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo | (numero) | 6.017 | 6.256 |
| 2.353 | Erogato medio per stazione di servizio rete Europa | (migliaia di litri) | 1.142 | 1.079 |
| | Petrochimica | | | |
| 7.220 | Produzioni | (migliaia di tonnellate) | 3.748 | 3.347 |
| 4.731 | Vendite di prodotti petrolchimici | (migliaia di tonnellate) | 2.477 | 2.170 |
| | Ingegneria & Costruzioni | | | |
| 12.935 | Ordini acquisiti | (milioni di euro) | 7.059 | 6.006 |
| 20.505 | Portafoglio ordini a fine periodo | (milioni di euro) | 20.404 | 20.490 |

(a) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 1,46 miliardi di metri cubi nel primo semestre 2011 (2,94 e 5,65 miliardi di metri cubi rispettivamente nel primo semestre e nell'esercizio 2010).

Exploration & Production



Principali indicatori di performance

| Esercizio 2010 | | | Primo semestre | |
|-------------------|---|--------------------------------|----------------|---------------|
| | | | 2010 | 2011 |
| 29.497 | Ricavi della gestione caratteristica ^(a) | (milioni di euro) | 14.569 | 14.252 |
| 13.866 | Utile operativo | | 6.698 | 7.799 |
| 13.884 | Utile operativo adjusted | | 6.560 | 7.946 |
| 5.600 | Utile netto adjusted | | 2.684 | 3.517 |
| 9.690 | Investimenti tecnici | | 5.150 | 4.719 |
| 1.012 | di cui: <i>ricerca esplorativa</i> ^(b) | | 515 | 489 |
| 37.646 | Capitale investito netto adjusted a fine periodo | | 38.847 | 36.487 |
| 16,0 | ROACE adjusted | (%) | 13,4 | 17,1 |
| | Prezzi medi di realizzo | | | |
| 72,76 | - Petrolio e condensati | (\$/barile) | 71,63 | 101,89 |
| 212,67 | - Gas naturale | (\$/migliaia di metri cubi) | 203,71 | 217,45 |
| 55,60 | - Idrocarburi | (\$/boe) | 54,26 | 71,34 |
| | Produzione ^(c) | | | |
| 997 | - Petrolio e condensati | (migliaia di barili/giorno) | 995 | 846 |
| 129 | - Gas naturale | (milioni di metri cubi/giorno) | 126 | 116 |
| 1.815 | - Idrocarburi | (migliaia di boe/giorno) | 1.800 | 1.586 |

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Include bonus esplorativi.

(c) 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 2011 il portafoglio minerario di Eni consiste in 1.149 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzato in 43 Paesi dei cinque continenti per una superficie totale di 307.443 chilometri quadrati in quota Eni: la superficie sviluppata è di 40.925 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 266.518 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel primo semestre 2011 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisizione di nuovi titoli, principalmente in Norvegia, Australia, Indonesia e Nigeria, per una superficie di circa 10 mila chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di alcune licenze in Pakistan, Italia, Yemen e USA per circa 8 mila chilometri quadrati; (iii) dalla diminuzione di superficie netta per circa 12 mila chilometri quadrati a seguito del rilascio parziale di licenze in particolare in Arabia Saudita.

Nel semestre sono stati ultimati 31 nuovi pozzi esplorativi (15 in quota Eni), a fronte dei 24 pozzi (12,4 in quota Eni) del primo semestre 2010.

| Principali aree sviluppate e non sviluppate | | | | | | | | |
|---|----------------------------------|---------------|--|--|----------------------------------|--|--|----------------------------------|
| | 31 dicembre 2010 | | 30 giugno 2011 | | | | | |
| | 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 | 29.079 | 298 | 17.208 | 28.149 | 45.357 | 11.059 | 15.932 | 26.991 |
| Italia | 19.097 | 151 | 10.791 | 10.857 | 21.648 | 8.923 | 7.925 | 16.848 |
| Resto d'Europa | 9.982 | 147 | 6.417 | 17.292 | 23.709 | 2.136 | 8.007 | 10.143 |
| Croazia | 987 | 2 | 1.975 | | 1.975 | 988 | | 988 |
| Norvegia | 2.418 | 50 | 2.262 | 5.950 | 8.212 | 337 | 2.046 | 2.383 |
| Polonia | 1.968 | 3 | | 1.968 | 1.968 | | 1.968 | 1.968 |
| Regno Unito | 1.151 | 85 | 2.180 | 2.114 | 4.294 | 811 | 481 | 1.292 |
| Altri Paesi | 3.458 | 7 | | 7.260 | 7.260 | | 3.512 | 3.512 |
| AFRICA | 152.671 | 275 | 68.350 | 208.300 | 276.650 | 20.153 | 129.684 | 149.837 |
| Africa Settentrionale | 44.277 | 116 | 31.723 | 48.159 | 79.882 | 13.802 | 30.296 | 44.098 |
| Algeria | 17.244 | 39 | 2.177 | 17.441 | 19.618 | 730 | 16.516 | 17.246 |
| Egitto | 6.594 | 53 | 5.135 | 12.290 | 17.425 | 1.847 | 4.566 | 6.413 |
| Libia | 18.165 | 13 | 17.947 | 18.428 | 36.375 | 8.951 | 9.214 | 18.165 |
| Tunisia | 2.274 | 11 | 6.464 | | 6.464 | 2.274 | | 2.274 |
| Africa Occidentale | 56.181 | 153 | 36.627 | 87.607 | 124.234 | 6.351 | 50.457 | 56.808 |
| Angola | 4.520 | 68 | 4.532 | 15.569 | 20.101 | 589 | 4.051 | 4.640 |
| Congo | 6.074 | 25 | 1.900 | 9.680 | 11.580 | 1.044 | 4.753 | 5.797 |
| Gabon | 7.615 | 6 | | 7.615 | 7.615 | | 7.615 | 7.615 |
| Ghana | 1.086 | 1 | | 1.560 | 1.560 | | 737 | 737 |
| Mali | 21.640 | 1 | | 32.458 | 32.458 | | 21.640 | 21.640 |
| Nigeria | 8.439 | 49 | 30.195 | 13.415 | 43.610 | 4.718 | 4.854 | 9.572 |
| Repubblica Democratica del Congo | 615 | 1 | | 1.118 | 1.118 | | 615 | 615 |
| Togo | 6.192 | 2 | | 6.192 | 6.192 | | 6.192 | 6.192 |
| Altri Paesi | 52.213 | 6 | | 72.534 | 72.534 | | 48.931 | 48.931 |
| ASIA | 112.745 | 77 | 17.853 | 164.969 | 182.822 | 6.036 | 93.835 | 99.871 |
| Kazakhstan | 880 | 6 | 324 | 4.609 | 4.933 | 105 | 775 | 880 |
| Resto dell'Asia | 111.865 | 71 | 17.529 | 160.360 | 177.889 | 5.931 | 93.060 | 98.991 |
| Arabia Saudita | 25.844 | 1 | | 26.508 | 26.508 | | 13.254 | 13.254 |
| Cina | 18.232 | 10 | 138 | 18.256 | 18.394 | 22 | 18.210 | 18.232 |
| India | 10.089 | 14 | 303 | 27.861 | 28.164 | 143 | 9.946 | 10.089 |
| Indonesia | 12.912 | 13 | 1.735 | 29.441 | 31.176 | 656 | 17.642 | 18.298 |
| Iran | 820 | 4 | 1.456 | | 1.456 | 820 | | 820 |
| Iraq | 640 | 1 | 1.074 | | 1.074 | 352 | | 352 |
| Pakistan | 11.347 | 17 | 9.122 | 14.728 | 23.850 | 2.708 | 6.893 | 9.601 |
| Russia | 1.507 | 4 | 3.501 | 1.494 | 4.995 | 1.030 | 439 | 1.469 |
| Timor Est | 6.470 | 4 | | 8.087 | 8.087 | | 6.470 | 6.470 |
| Turkmenistan | 200 | 1 | 200 | | 200 | 200 | | 200 |
| Yemen | 20.560 | 1 | | 19.385 | 19.385 | | 16.962 | 16.962 |
| Altri Paesi | 3.244 | 1 | | 14.600 | 14.600 | | 3.244 | 3.244 |
| AMERICA | 11.187 | 483 | 4.562 | 16.145 | 20.707 | 3.001 | 7.313 | 10.314 |
| Brasile | 745 | 1 | | 745 | 745 | | 745 | 745 |
| Ecuador | 2.000 | 1 | 1.985 | | 1.985 | 1.985 | | 1.985 |
| Stati Uniti | 5.896 | 466 | 1.817 | 7.804 | 9.621 | 852 | 4.426 | 5.278 |
| Trinidad e Tobago | 66 | 1 | 382 | | 382 | 66 | | 66 |
| Venezuela | 1.154 | 6 | 378 | 2.049 | 2.427 | 98 | 816 | 914 |
| Altri Paesi | 1.326 | 8 | | 5.547 | 5.547 | | 1.326 | 1.326 |
| AUSTRALIA E OCEANIA | 15.279 | 16 | 1.057 | 49.092 | 50.149 | 676 | 19.754 | 20.430 |
| Australia | 15.241 | 15 | 1.057 | 48.328 | 49.385 | 676 | 19.716 | 20.392 |
| Altri Paesi | 38 | 1 | | 764 | 764 | | 38 | 38 |
| Totale | 320.961 | 1.149 | 109.030 | 466.655 | 575.685 | 40.925 | 266.518 | 307.443 |

(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 2011 è stata di 1,586 milioni di boe/giorno con una flessione di 214 mila boe/giorno rispetto al primo semestre 2010, pari all'11,9%. L'entità del calo è spiegata dall'interruzione delle attività produttive Eni in Libia e delle esportazioni attraverso il gasdotto GreenStream. La produzione attuale è di circa 50 mila boe/giorno in quota Eni provenienti dal giacimento di Wafa che produce quantitativi di gas e liquidi associati destinati ad alimentare le centrali per la generazione di energia elettrica del Paese. La performance del semestre è stata penalizzata anche dai minori entitlement nei

contratti di Production Sharing Agreement (PSA) e altri schemi simili per effetto della crescita delle quotazioni del petrolio con un impatto negativo stimato in circa -30 mila barili/giorno nel confronto con il primo semestre 2010 oltre che dalla citata perdita di produzione in Libia pari a circa -170 mila boe/giorno rispetto al corrispondente periodo del 2010. Al netto di tali effetti la produzione evidenzia una lieve flessione di circa 1 punto percentuale, per effetto principalmente delle fermate programmate, in particolare in Italia. Il declino delle produzioni mature è stato compensato dalla crescita registrata in Norvegia, Egitto e Iraq.

Produzione di idrocarburi ^{(a) (b)}

| Esercizio 2010 | | (migliaia di boe/giorno) | Primo semestre | | | |
|-------------------|---------------------------|--------------------------|----------------|--------------|---------------|---------------|
| | | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 183 | Italia | | 184 | 179 | (5) | (2,7) |
| 222 | Resto d'Europa | | 225 | 223 | (2) | (0,9) |
| 602 | Africa Settentrionale | | 586 | 444 | (142) | (24,2) |
| 400 | Africa Occidentale | | 395 | 365 | (30) | (7,6) |
| 108 | Kazakhstan | | 114 | 112 | (2) | (1,8) |
| 131 | Resto dell'Asia | | 123 | 111 | (12) | (9,8) |
| 143 | America | | 149 | 127 | (22) | (14,8) |
| 26 | Australia e Oceania | | 24 | 25 | 1 | 4,2 |
| 1.815 | | | 1.800 | 1.586 | (214) | (11,9) |
| 638,0 | Produzione venduta | (milioni di boe) | 312,7 | 274,8 | (37,9) | (12,1) |

Produzione di petrolio e condensati ^(a)

| Esercizio 2010 | | (migliaia di barili/giorno) | Primo semestre | | | |
|-------------------|-----------------------|-----------------------------|----------------|------------|--------------|---------------|
| | | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 61 | Italia | | 61 | 59 | (2) | (3,3) |
| 121 | Resto d'Europa | | 122 | 123 | 1 | 0,8 |
| 301 | Africa Settentrionale | | 296 | 214 | (82) | (27,7) |
| 321 | Africa Occidentale | | 329 | 275 | (54) | (16,4) |
| 65 | Kazakhstan | | 68 | 68 | | |
| 48 | Resto dell'Asia | | 37 | 34 | (3) | (8,1) |
| 71 | America | | 73 | 65 | (8) | (11,0) |
| 9 | Australia e Oceania | | 9 | 8 | (1) | (11,1) |
| 997 | | | 995 | 846 | (149) | (15,0) |

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

| Esercizio 2010 | | (milioni di metri cubi/giorno) | Primo semestre | | | |
|-------------------|-----------------------|--------------------------------|----------------|------------|-------------|--------------|
| | | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 19 | Italia | | 19 | 19 | | |
| 16 | Resto d'Europa | | 16 | 15 | (1) | (6,3) |
| 47 | Africa Settentrionale | | 46 | 36 | (10) | (21,7) |
| 13 | Africa Occidentale | | 10 | 14 | 4 | 40,0 |
| 7 | Kazakhstan | | 7 | 7 | | |
| 13 | Resto dell'Asia | | 14 | 12 | (2) | (14,3) |
| 11 | America | | 12 | 10 | (2) | (16,7) |
| 3 | Australia e Oceania | | 2 | 3 | 1 | 50,0 |
| 129 | | | 126 | 116 | (10) | (7,9) |

(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 (8,9 e 8,8 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel primo semestre 2011 e 2010, e 9 milioni di metri cubi/giorno nel 2010).

La produzione di petrolio (846 mila barili/giorno) è diminuita di 149 mila barili/giorno, pari al 15% a causa della perdita della produzione libica, dell'impatto negativo dei minori entitlement nei contratti di PSA e altri schemi contrattuali e delle fermate programmate, in particolare in Italia. In aumento le produzioni in Iraq, a seguito dello start-up del giacimento Zubair (Eni 32,8%) e in Norvegia, a seguito del ramp-up del giacimento Morvin (Eni 30%).

La produzione di gas naturale (116 milioni di metri cubi/giorno) è diminuita di 10 milioni di metri cubi/giorno, pari al 7,9%, a seguito della perdita di produzione libica.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 274,8 milioni di boe. La differenza di 12,2 milioni di boe rispetto alla produzione di 287 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (10,2 milioni di boe).

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

Italia

Continua il progetto di sviluppo di Val d'Agri (Eni 60,77%) attraverso interventi di sidetrack e l'ammmodernamento delle facility di produzione. Le altre principali attività hanno riguardato: (i) campagne di sidetrack e workover su Calpurnia, Daria (Eni 51%), Barbara e Gela per l'ottimizzazione della produzione; (ii) attività di integrazione e upgrading dei sistemi di compressione e trattamento degli idrocarburi della centrale di Crotone; (iii) lo sviluppo dei giacimenti Tresauro (Eni 45%) e Guendalina (Eni 80%).

Nel corso del primo semestre 2011 è stata avviata la produzione del giacimento Capparuccia (Eni 77,8%) con una produzione iniziale pari a circa 4 mila boe/giorno.

Resto d'Europa

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con l'importante scoperta a olio e gas di Skrugard nella PL532 (Eni 30%) con riserve recuperabili stimate in circa 250 milioni di barili e per la quale si prevede uno sviluppo in via accelerata.

Nel maggio 2011, Eni si è aggiudicata 2 licenze esplorative nel Mare di Barents. La PL608 (Eni 30%) è situata nelle immediate vicinanze della scoperta di Skrugard; la PL226B (Eni 31%) in un'area ancora inesplorata ad elevata prospettiva.

Prosegue lo sviluppo del giacimento Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents. Lo start-up produttivo è atteso nel 2013, con una produzione a regime di 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). Lo start-up produttivo è atteso nel 2012. Le altre attività dell'anno hanno riguardato attività di mantenimento e ottimizzazione della produzione di Ekofisk 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 L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con l'appraisal della scoperta a gas e condensati di Culzean (Eni 16,95%). Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il giacimento a gas e condensati di Jasmine (Eni 33%) con le relative attività di costruzione delle piattaforme produttive e di perforazione di sviluppo. Lo start-up produttivo è atteso nel 2013; (ii) la fase 2 di sviluppo del giacimento a gas e condensati di West Franklin (Eni 21,87%). Il progetto prevede la costruzione di una piattaforma, mentre è in corso la perforazione di pozzi di produzione che saranno collegati all'impianto di trattamento esistente di Elgin/Franklin. Lo start-up è atteso nel 2013; (iii) lo sviluppo del giacimento a petrolio e gas di Kinnoul (Eni 16,67%). Sono state avviate le attività di perforazione dei pozzi produttivi, con completamento sottomarino, e la costruzione della pipeline di collegamento alle facility di trattamento di Andrew (Eni 16,21%). L'avvio produttivo è previsto nel 2013.

Africa Settentrionale

Algeria Nell'aprile 2011 Eni e Sonatrach hanno firmato un accordo di cooperazione per l'esplorazione e sviluppo di idrocarburi non convenzionali, in particolare di risorse di shale gas.

Proseguono le attività sul progetto congiunto MLE e CAFC (Eni 75%), asset acquisiti nel 2008 dalla società canadese First Calgary.

La final investment decision è stata raggiunta per entrambi i programmi di sviluppo (progetto MLE nel 2009; CAFC nel 2010). 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 nel 2011. 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 2012 e 2014.

Il progetto congiunto prevede il raggiungimento di un plateau complessivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni) entro il 2015.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato lo sviluppo del progetto El Merk. Proseguono le attività di drilling nell'area e sono in corso di realizzazione gli impianti di trattamento. Lo start-up è atteso a fine 2012.

Egitto L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con attività near field: (i) nella concessione Belayim (Eni 100%) con i due pozzi di scoperta mineralizzati a olio di BB-10 e BLNE-1, allacciati alle facility produttive presenti nell'area; (ii) nella development lease Abu Madi West (Eni 75%) con le due scoperte a gas di Nidoco West e Nidoco East. È in corso il collegamento alle facility produttive; (iii) nella development lease Meleiha (Eni 56%) con i pozzi di scoperta mineralizzati a olio di Aman SW e Dorra-1X, entrambi avviati in produzione.

Le attività del primo semestre hanno riguardato: (i) la seconda fase di sviluppo del giacimento Denise (Eni 50%, operatore). Lo start-up è previsto nella seconda metà dell'anno; (ii) il potenziamento dell'impianto di El Gamil per incrementare la capacità di compressione a supporto della produzione; (iii) l'avvio delle attività del progetto Seth (Eni 50%). Il programma di sviluppo prevede la perforazione di due pozzi e l'installazione di una piatta-

forma produttiva. L'avvio è previsto nel 2012; (iv) lo sviluppo dei giacimenti a gas di Taur e Ha'py (Eni 50%) con avvio produttivo atteso nel corso della seconda parte dell'anno.

Africa Occidentale

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) con il pozzo di appraisal Garoupa-2 mineralizzato a gas nel Blocco 2 (Eni 20%); (ii) nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) con il pozzo di scoperta Mukuvu-1 e di appraisal Cinguvu-2 entrambi mineralizzati a petrolio, nell'ambito del progetto West Hub. Proseguono le attività del progetto, sanzionato nel 2010. Lo start-up produttivo è atteso nel 2013, con una produzione di picco pari a 22 mila barili/giorno.

Nel gennaio 2011 Eni si è aggiudicata il diritto per l'esplorazione e il ruolo di operatore del Blocco 35 nell'offshore profondo angolano, con una quota del 30%. Il contratto prevede la perforazione di 2 pozzi di commitment da effettuarsi nei primi 5 anni di attività esplorativa. L'operazione è soggetta ad approvazione da parte delle competenti autorità.

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: (i) il completamento delle facility di trasporto e di trattamento al terminale di Malongo; (ii) l'installazione del secondo treno di compressione sulla piattaforma del giacimento Nemba nell'Area B. Le attività di flaring down dell'area di Malongo sono ancora in corso, con completamento atteso nel 2011.

Le attività di sviluppo nelle Development Area dell'ex-Blocco 15 (Eni 20%) hanno riguardato: (i) il progetto Kizombasatelliti-fase 1. Lo start-up è atteso entro la metà del 2012. Il picco produttivo di 100 mila barili/giorno (21 mila in quota Eni) è atteso nel 2013; (ii) la realizzazione delle facility subsea del progetto Gas Gathering, la pipeline che raccoglierà tutto il gas di Kizomba, Mondo e Saxi/Batuque. Il completamento è atteso nel 2011; (iii) il proseguimento delle attività di drilling nei campi di Mondo e Saxi/Batuque per completare i rispettivi piani di sviluppo.

Congo Nel corso del primo semestre è avvenuto lo start-up produttivo del giacimento offshore Libondo (Eni 35%).

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 di riduzione del flaring. In particolare, il gas associato di M'Boundi, sulla base di contratti di fornitura di lungo termine, alimenterà 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); (iii) la nuova centrale di produzione di energia elettrica CEC Centrale Electrique du Congo (Eni 20%). Questi impianti in futuro riceveranno anche gas dalle scoperte offshore nel permesso Marine XII. La costruzione della centrale CEC prevista dagli accordi di cooperazione firmati nel 2007 con la Repubblica del Congo prosegue secondo il planning previsto con l'avvio del primo e del secondo turbo generatore.

Nigeria L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal Opugbene 2 mineralizzato a gas e condensati nel Blocco OML 36 (Eni 5%).

Nel corso del primo semestre è stata completata l'acquisizione di una quota del 49% nel Blocco OPL 2009 dalla società GEC Petroleum Development Company (GDPC) e l'assegnazione ad Eni da parte del Governo di una quota del 50% nel Blocco OPL 245 oltre alla relativa licenza e al ruolo di operatore.

Nei Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore), nell'ambito delle iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny: (i) è in corso l'upgrading della flowstation di Ogbainbiri con start-up previsto nel 2012; (ii) è stato completato l'aumento della capacità dell'impianto di Obiafu/Obrikom per la compressione e l'esportazione del gas necessario all'alimentazione del sesto treno dell'impianto; (iii) sono in corso le attività di ingegneria relative allo sviluppo del giacimento a gas di Tuomo che sarà collegato all'impianto di trattamento di Ogbainbiri. Lo start-up in early-production è previsto nel 2012.

Nell'ambito del programma di gas flaring down, è in corso l'upgrading della flowstation del giacimento Idu (Eni 20%) con l'installazione di un sistema di compressione. L'avvio è previsto nel 2012.

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.

Nel blocco offshore OML 119 è in corso il progetto Phase 2A, nel quale Eni svolge il ruolo di partner tecnico. Il progetto prevede la perforazione di due pozzi produttivi sottomarini che saranno collegati alla FPSO presente nell'area per lo sviluppo di risorse aggiuntive pari a 25 milioni di barili di petrolio. Il completamento e conseguente start-up è atteso nella seconda parte dell'anno.

Kazakhstan

Kashagan Prosegue l'esecuzione della fase 1 (Experimental Program) che, a fine giugno, ha raggiunto un completamento pari a circa l'84%. Il Consorzio persegue l'obiettivo, tecnicamente conseguibile, di avviare la produzione entro la fine del 2012. Il rispetto di tale data dipenderà da una serie di fattori che andranno verificati durante il corrente anno e che, in caso di evoluzione negativa, potrebbero comportare un ritardo di alcuni mesi. La capacità produttiva iniziale sarà di 150 mila barili/giorno e nei successivi 12-15 mesi, con l'avvio del secondo treno e degli impianti di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento, raggiungerà 370 mila barili/giorno. La capacità produttiva della fase 1 aumenterà fino a 450 mila barili/giorno con l'utilizzo di ulteriore capacità di compressione per la re-iniezione che sarà resa disponibile con l'avvio degli impianti offshore della fase 2 dello sviluppo. Per la fase 2 sono in corso studi di ottimizzazione dello schema di sviluppo.

Karachaganak È in fase di testing la quarta unità di trattamento che consentirà di aumentare i liquidi destinati all'esportazione sui mercati occidentali, riducendo i volumi non stabilizzati che oggi sono consegnati a Orenburg.

È in corso di studio la fase 3 di sviluppo del giacimento con l'obiettivo di ampliare lo sfruttamento delle riserve di gas e condensati del giacimento. L'ingegneria preliminare ha identificato in una realizzazione a stadi lo schema ottimale di sviluppo che dovrebbe prevedere la realizzazione di impianti di trattamento gas e di re-iniezione per consentire di incrementare la vendita di gas sino a 16 miliardi di metri cubi/anno e la produzione di liquidi sino a circa 14 milioni di tonnellate/anno. L'approvazione delle Autorità per procedere con l'investimento della fase 3 è al momento oggetto di discussione tecnica e commerciale.

Resto dell'Asia

Indonesia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas di Jangkrik Nord Est nel blocco Muara Bakau (Eni 55%, operatore), nel bacino di Kutei.

Nel maggio 2011 Eni si è aggiudicata il diritto per l'esplorazione e il ruolo di operatore del Blocco Arguni I, nel bacino di Bintuni, con una quota del 100%. Il programma di commitment prevede la perforazione di due pozzi nei primi tre anni della licenza.

È in corso l'attività di accertamento del potenziale minerario nel PSC di Sanga Sanga (Eni 37,8%) relativo al coal bed methane (CBM). In caso di esito positivo dell'attività esplorativa, sarà possibile sfruttare 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.

Continuano gli studi di fattibilità relativi ai progetti di sviluppo nelle cinque scoperte a gas localizzate nell'area del Kutei Deep Water Basin (Eni 20%) e nelle scoperte a olio e gas nel permesso di Bukat (Eni operatore con il 66,25%). Sono in corso gli studi di sviluppo delle recenti significative scoperte di Jangkrik e satelliti nel permesso di Muara Bakau.

Pakistan L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con: (i) il pozzo esplorativo Kadanwari-27, nell'omonimo permesso (Eni 18,42%), che ha prodotto in fase di test fino a 1,4 milioni di metri cubi/giorno; (ii) il pozzo di appraisal Tajjal 4, nel permesso di Gambat (Eni 23,7%). L'avvio produttivo è atteso nel 2012.

Nella seconda parte dell'anno è previsto l'avvio del progetto Kadanwari Rejuvenation che prevede lo sfruttamento delle riserve non convenzionali e l'ottimizzazione del potenziale convenzionale residuo del campo.

Nel campo di Bhit (Eni 40%, operatore) è stato completato il sistema di compressione. Nel 2012 è prevista la perforazione di tre pozzi addizionali. Questi interventi, unitamente all'attività di ottimizzazione della produzione in corso, consentiranno di ottimizzare il recupero delle risorse minerarie e di protrarre il plateau produttivo. Nel campo di Zamzama (Eni 17,75%) si è conclusa la prima fase del progetto Front End Compression. È in programma la perforazione di due pozzi nel 2012 con l'obiettivo di arrestare il declino naturale del campo.

America

Stati Uniti Le attività di perforazione nel Golfo del Messico sono state riprese ad inizio anno dopo la conclusione della moratoria seguita all'incidente del pozzo Macondo operato da BP.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal ad olio e gas Hadrian North nel Blocco offshore KC919 (Eni 25%).

Nel giugno 2011 è stata avviata la produzione del giacimento Apaloosa (Eni 100%) con una produzione pari a 7 mila barili/giorno. Il petrolio è trattato presso la piattaforma operata Corral con una capacità di 33 mila barili/giorno in quota Eni. Sono stati eseguiti interventi di workover sul giacimento Goldfinger (Eni 100%).

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato essenzialmente il campo di Nikaitchuq (Eni operatore con il 100%), nell'offshore dell'Alaska, nell'area del North Slope, che contiene risorse di 220 milioni di barili. La produzione del giacimento è stata avviata a fine gennaio 2011, il picco produttivo è stimato in 28 mila barili/giorno. È inoltre proseguito lo sviluppo dell'area Alliance (Eni 27,5%), nel bacino di Fort Worth, asset acquisito a seguito dell'accordo siglato con Quicksilver Resources Inc. nel 2009, contenente riserve di gas shale. La produzione è prevista raggiungere il plateau di circa 10 mila boe/giorno in quota Eni nel 2012.

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 nel 2013 con un plateau produttivo nella prima fase di 75 mila barili/giorno, e 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.

Eni e PDVSA stanno valutando la possibilità di anticipare al 2012 l'inizio della fase di early-production mediante sinergie con facility già esistenti di proprietà di PDVSA, per il trasporto di una produzione iniziale fino a 10 mila barili/giorno. Nel corso del 2011 è prevista l'assegnazione dei contratti di ingegneria upstream (impianti di trattamento e oleodotti) e downstream (raffineria) nonché le attività di drilling con l'obiettivo di perforare circa 10 pozzi entro la fine del 2011. 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. Inoltre Eni dedicherà una parte del bonus di Junin 5 e fornirà un finanziamento a PDVSA per un totale combinato di 500 milioni di dollari per la realizzazione di una centrale elettrica nella penisola di Guira, confermando il proprio impegno nella promozione di un modello di sviluppo sostenibile.

Sono terminate le attività di appraisal e pre-sviluppo della grande scoperta a gas di Perla, localizzata nel blocco Cardon IV (Eni 50%), nel Golfo del Venezuela. La perforazione dei pozzi Perla 4 e 5 ha incrementato il potenziale del giacimento ad oltre 450 miliardi di metri cubi di gas in place. Il target produttivo pari a circa 10 milioni di metri cubi/giorno è previsto nel 2013. La prima fase accelerata di sviluppo (early-production) prevede la messa in produzione degli attuali pozzi di scoperta e l'installazione di quattro piattaforme.

Lo sviluppo del giacimento continuerà con la fase full field per raggiungere un plateau di produzione di circa 35 milioni di metri cubi/giorno. Il progetto verrà sanzionato entro il 2011.

Prosegue la fase I di sviluppo del giacimento in produzione di Corocoro (Eni 26%) attraverso il trasporto e l'installazione della Central Production Facility che consentirà di aumentare la produzione a circa 45 mila boe/giorno.

Australia e Oceania

Australia Nel maggio 2011 Eni ha firmato un accordo con la società MEO Australia per l'ingresso nello sviluppo delle scoperte a gas di Heron e Blackwood nel Permesso NT/P-68, nel Mar di Timor. L'accordo prevede l'acquisizione del 50% e il ruolo di operatore relativamente alla prima scoperta attraverso il finanziamento della perforazione di due pozzi di appraisal. Eni ha inoltre la facoltà di rilevare il 50% anche nel giacimento di Blackwood a fronte dell'acquisizione di rilievi sismici e della perforazione di un altro pozzo. Inoltre è riconosciuta a Eni l'opzione di acquisire un'ulteriore quota del 25% nei giacimenti attraverso il finanziamento delle attività necessarie per raggiungere la Final Investment Decision (FID).

È in fase di completamento il progetto di sviluppo del giacimento a olio di Kitan (Eni 40%, operatore). Lo start-up è atteso entro la fine del 2011 con una produzione iniziale di 15 mila boe/giorno.

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (4.719 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (3.432 milioni di euro), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Algeria, Kazakhstan, Norvegia, Stati Uniti e Congo nonché l'assegnazione di blocchi e quote in permessi petroliferi per 757 milioni di euro principalmente in Nigeria. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di sviluppo di Val d'Agri, nonché interventi di sidetrack e workover nelle aree mature.

Gli investimenti di ricerca esplorativa (489 milioni di euro) hanno riguardato per il 96% le attività all'estero, in particolare in Angola, Ghana, Australia, Stati Uniti, Egitto, Indonesia e Norvegia. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area della Sicilia offshore e la Val Padana.

Investimenti tecnici

| Esercizio 2010 | | (milioni di euro) | Primo semestre | | | |
|-------------------|-----------------------|-------------------|----------------|--------------|--------------|--------------|
| | | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 680 | Italia | | 327 | 362 | 35 | 10,7 |
| 977 | Resto d'Europa | | 431 | 699 | 268 | 62,2 |
| 2.675 | Africa Settentrionale | | 1.692 | 838 | (854) | (50,5) |
| 2.276 | Africa Occidentale | | 1.223 | 1.602 | 379 | 31,0 |
| 1.045 | Kazakhstan | | 507 | 472 | (35) | (6,9) |
| 538 | Resto dell'Asia | | 252 | 231 | (21) | (8,3) |
| 1.316 | America | | 632 | 429 | (203) | (32,1) |
| 183 | Australia e Oceania | | 86 | 86 | | |
| 9.690 | | | 5.150 | 4.719 | (431) | (8,4) |

Gas & Power



Principali indicatori di performance

| Esercizio 2010 | | | Primo semestre | |
|-------------------|---|--------------------------|----------------|---------------|
| | | | 2010 | 2011 |
| 29.576 | Ricavi della gestione caratteristica ^(a) | (milioni di euro) | 14.668 | 16.849 |
| 2.896 | Utile operativo | | 1.908 | 1.094 |
| 3.119 | Utile operativo adjusted | | 1.896 | 1.209 |
| 733 | - Mercato | | 665 | (95) |
| 2.043 | - Business regolati Italia | | 1.014 | 1.057 |
| 343 | - Trasporto internazionale | | 217 | 247 |
| 2.558 | Utile netto adjusted | | 1.476 | 1.002 |
| 3.853 | EBITDA pro-forma adjusted | | 2.257 | 1.392 |
| 1.670 | - Mercato | | 1.155 | 222 |
| 1.486 | - Business regolati Italia | | 729 | 760 |
| 697 | - Trasporto internazionale | | 373 | 410 |
| 1.685 | Investimenti tecnici | | 677 | 725 |
| 27.270 | Capitale investito netto adjusted a fine periodo | | 25.539 | 27.325 |
| 9,8 | ROACE adjusted | (%) | 11,8 | 7,9 |
| 97,06 | Vendite gas mondo ^(b) | (miliardi di metri cubi) | 49,70 | 53,33 |
| 83,32 | Volumi trasportati in Italia | (miliardi di metri cubi) | 43,02 | 41,90 |
| 39,54 | Vendite di energia elettrica | (terawattora) | 18,61 | 19,34 |

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Include le vendite di gas di E&P pari a 1,46 miliardi di metri cubi (2,94 e 5,65 miliardi di metri cubi rispettivamente nel primo semestre e nell'esercizio 2010).

Mercato

Gas naturale

Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 45,76 miliardi di metri cubi con un incremento rispetto al primo semestre del 2010 di 4,11 miliardi di metri cubi, pari al 9,9%. I volumi di gas approvvigionati all'estero (42,29 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 92% del totale, sono aumentati di 4,26

miliardi di metri cubi rispetto al 2010 (+11,2%), per effetto essenzialmente delle maggiori vendite sul mercato italiano e in Europa. In aumento i ritiri dalla Russia (+5,61 miliardi di metri cubi) in particolare di gas destinato al mercato italiano, e dall'Algeria (+0,52 miliardi di metri cubi), compensati dalla diminuzione dei volumi approvvigionati dalla Libia (-3,59 miliardi di metri cubi) a seguito dell'interruzione del gasdotto GreenStream.

Gli approvvigionamenti in Italia (3,47 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 0,15 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2010, pari al 4,1%, anche per effetto delle minori disponibilità da produzioni nazionali.

Approvvigionamenti di gas naturale

| Esercizio 2010 | (miliardi di metri cubi) | Primo semestre | | | |
|-------------------|---|----------------|--------------|---------------|---------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 7,29 | ITALIA | 3,62 | 3,47 | (0,15) | (4,1) |
| 14,29 | Russia | 5,10 | 10,71 | 5,61 | 110,0 |
| 16,23 | Algeria (incluso il GNL) | 8,35 | 8,87 | 0,52 | 6,2 |
| 9,36 | Libia | 4,92 | 1,33 | (3,59) | (73,0) |
| 10,16 | Paesi Bassi | 6,62 | 6,93 | 0,31 | 4,7 |
| 11,48 | Norvegia | 6,72 | 6,59 | (0,13) | (1,9) |
| 4,14 | Regno Unito | 1,76 | 1,73 | (0,03) | (1,7) |
| 0,66 | Ungheria | 0,27 | 0,30 | 0,03 | 11,1 |
| 2,90 | Qatar (GNL) | 1,50 | 1,50 | | |
| 4,42 | Altri acquisti di gas naturale | 2,28 | 3,26 | 0,98 | 43,0 |
| 1,56 | Altri acquisti di GNL | 0,51 | 1,07 | 0,56 | 109,8 |
| 75,20 | ESTERO | 38,03 | 42,29 | 4,26 | 11,2 |
| 82,49 | Totale approvvigionamenti delle società consolidate | 41,65 | 45,76 | 4,11 | 9,9 |
| (0,20) | Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio | 0,83 | 1,41 | 0,58 | (69,9) |
| (0,11) | Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni | (0,11) | 0,13 | 0,24 | 218,2 |
| 82,18 | DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE | 42,37 | 47,30 | 4,93 | 11,6 |
| 9,23 | Disponibilità per la vendita delle società collegate | 4,39 | 4,57 | 0,18 | 4,1 |
| 5,65 | Volumi E&P | 2,94 | 1,46 | (1,48) | (50,3) |
| 97,06 | TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA | 49,70 | 53,33 | 3,63 | 7,3 |

Vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale del primo semestre 2011 sono state di 53,33 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite del settore Exploration & Production in Europa e nel Golfo del Messico) con un incremento di 3,63 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2010, pari al 7,3%. Le vendite in Italia sono state di 19,09 miliardi di metri cubi con un aumento di 1,95 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2010 (+11,4%) per le maggiori vendite spot al PSV (+1,04 miliardi di metri cubi) e gli effetti positivi delle azioni commerciali intraprese finalizzate a riconquistare clienti e quota di mercato nei principali segmenti di utilizzo (+0,76 miliardi di metri cubi le vendite al settore termoelettrico, +0,65 e +0,50 miliardi di metri cubi ai clienti industriali e grossisti rispettivamente). In flessione le vendite ai residenziali (-0,46 miliardi di metri cubi rispetto al primo

semestre 2010) essenzialmente per gli effetti negativi del clima sulle vendite stagionali.

Le vendite agli shipper sono diminuite di 2,94 miliardi di metri cubi (-55%) a causa dei minori ritiri e della minore disponibilità di gas libico dovuta all'interruzione del gasdotto GreenStream.

In aumento le vendite in tutti i mercati europei a 27,46 miliardi di metri cubi (+4,33 miliardi di metri cubi, pari al 18,7% rispetto al primo semestre 2010) ad eccezione del Belgio che ha risentito dell'effetto negativo del clima e dell'intensificarsi della pressione competitiva (-0,78 miliardi di metri cubi). I principali incrementi sono stati registrati nei mercati target di Turchia (+1,82 miliardi di metri cubi), Francia (+1,12 miliardi di metri cubi), Germania/Austria (+0,67 miliardi di metri cubi), UK/Nord Europa (+0,64 miliardi di metri cubi) e Penisola Iberica (+0,42 miliardi di metri cubi).

Vendite di gas per entità

| Esercizio 2010 | (miliardi di metri cubi) | Primo semestre | | | |
|-------------------|--|----------------|--------------|---------------|---------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 82,00 | Vendite delle società consolidate | 42,26 | 46,92 | 4,66 | 11,0 |
| 34,23 | Italia (inclusi autoconsumi) | 17,11 | 19,06 | 1,95 | 11,4 |
| 46,74 | Resto d'Europa | 24,71 | 25,70 | 0,99 | 4,0 |
| 1,03 | Extra Europa | 0,44 | 2,16 | 1,72 | 390,9 |
| 9,41 | Vendite delle società collegate (quota Eni) | 4,50 | 4,95 | 0,45 | 10,0 |
| 0,06 | Italia | 0,03 | 0,03 | | |
| 7,78 | Resto d'Europa | 3,77 | 4,17 | 0,40 | 10,6 |
| 1,57 | Extra Europa | 0,70 | 0,75 | 0,05 | 7,1 |
| 5,65 | E&P in Europa e nel Golfo del Messico | 2,94 | 1,46 | (1,48) | (50,3) |
| 97,06 | TOTALE VENDITE GAS MONDO | 49,70 | 53,33 | 3,63 | 7,3 |

| Vendite di gas per mercato | | | | | | |
|----------------------------|---|--------------------------|----------------|--------------|---------------|---------------|
| Esercizio 2010 | | (miliardi di metri cubi) | Primo semestre | | | |
| | | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 34,29 | ITALIA | | 17,14 | 19,09 | 1,95 | 11,4 |
| 4,84 | Grossisti | | 2,58 | 3,08 | 0,50 | 19,4 |
| 0,68 | Gas release | | 0,54 | | (0,54) | (100,0) |
| 4,65 | PSV e borsa | | 1,75 | 2,79 | 1,04 | 59,4 |
| 6,41 | Industriali | | 3,09 | 3,74 | 0,65 | 21,0 |
| 1,09 | PMI e terziario | | 0,66 | 0,55 | (0,11) | (16,7) |
| 4,04 | Termoelettrici | | 1,58 | 2,34 | 0,76 | 48,1 |
| 6,39 | Residenziali | | 3,87 | 3,41 | (0,46) | (11,9) |
| 6,19 | Autoconsumi | | 3,07 | 3,18 | 0,11 | 3,6 |
| 62,77 | VENDITE INTERNAZIONALI | | 32,56 | 34,24 | 1,68 | 5,2 |
| 54,52 | Resto d'Europa | | 28,48 | 29,87 | 1,39 | 4,9 |
| 8,44 | Importatori in Italia | | 5,35 | 2,41 | (2,94) | (55,0) |
| 46,08 | Mercati europei | | 23,13 | 27,46 | 4,33 | 18,7 |
| 7,11 | Penisola Iberica | | 3,33 | 3,75 | 0,42 | 12,6 |
| 5,67 | Germania/Austria | | 3,07 | 3,74 | 0,67 | 21,8 |
| 14,06 | Belgio | | 7,86 | 7,08 | (0,78) | (9,9) |
| 2,36 | Ungheria | | 1,35 | 1,34 | (0,01) | (0,7) |
| 5,22 | UK/Nord Europa | | 2,29 | 2,93 | 0,64 | 27,9 |
| 3,95 | Turchia | | 1,45 | 3,27 | 1,82 | 125,5 |
| 6,09 | Francia | | 3,01 | 4,13 | 1,12 | 37,2 |
| 1,62 | Altro | | 0,77 | 1,22 | 0,45 | 58,4 |
| 2,60 | Mercati extra europei | | 1,14 | 2,91 | 1,77 | 155,3 |
| 5,65 | E&P in Europa e nel Golfo del Messico ^(a) | | 2,94 | 1,46 | (1,48) | (50,3) |
| 97,06 | TOTALE VENDITE GAS MONDO | | 49,70 | 53,33 | 3,63 | 7,3 |

(a) A partire dal 1° gennaio 2011 alcune vendite di gas negli Stati Uniti sono intermedie direttamente dalla Divisione G&P.

Energia elettrica

Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bolgiano. Nel primo semestre 2011, la produzione di energia elettrica è stata di 12,73 terawattora con un incremento di 0,15 terawattora rispetto al primo semestre 2010, pari all'1,2%, per effetto essenzialmente delle maggiori produzioni presso la centrale di Ferrara.

Al 30 giugno 2011, la potenza installata in esercizio è di 5,3 gigawatt (5,3 gigawatt al 31 dicembre 2010).

Vendite di energia elettrica

Nel primo semestre 2011, le vendite di energia elettrica (19,34 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (67%), borsa elettrica (21%), siti industriali (8%) e altro (3%).

Le vendite di energia elettrica di 19,34 TWh nel primo semestre 2011 sono in aumento di 0,73 terawattora, pari al 3,9%, per effetto della parziale ripresa della domanda elettrica e della crescita del portafoglio clienti, nonché dei maggiori volumi scambiati sulla borsa elettrica (+0,57 TWh rispetto al primo semestre 2010).

| Esercizio 2010 | | | Primo semestre | | | |
|-------------------|---------------------------------|--------------------------|----------------|-------|-----------|--------|
| | | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 5.154 | Acquisti di gas naturale | (milioni di metri cubi) | 2.575 | 2.534 | (41) | (1,6) |
| 547 | Acquisti di altri combustibili | (migliaia di tep) | 254 | 264 | 10 | 3,9 |
| 25,63 | Produzione di energia elettrica | (terawattora) | 12,58 | 12,73 | 0,15 | 1,2 |
| 10.983 | Produzione di vapore | (migliaia di tonnellate) | 5.543 | 7.092 | 1.549 | 27,9 |

Disponibilità di energia elettrica

| Esercizio 2010 | | (terawattora) | Primo semestre | | | |
|-------------------|--|---------------|----------------|--------------|-------------|------------|
| | | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 25,63 | Produzione di energia elettrica | | 12,58 | 12,73 | 0,15 | 1,2 |
| 13,91 | Acquisti di energia elettrica ^(a) | | 6,03 | 6,61 | 0,58 | 9,6 |
| 39,54 | | | 18,61 | 19,34 | 0,73 | 3,9 |
| 27,48 | Mercato libero | | 12,97 | 13,02 | 0,05 | 0,4 |
| 7,13 | Borsa elettrica | | 3,54 | 4,11 | 0,57 | 16,1 |
| 3,21 | Siti | | 1,56 | 1,58 | 0,02 | 1,3 |
| 1,72 | Altro ^(a) | | 0,54 | 0,63 | 0,09 | 16,7 |
| 39,54 | Vendite di energia elettrica | | 18,61 | 19,34 | 0,73 | 3,9 |

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

Business regolati Italia**Trasporto e rigassificazione**

Nel primo semestre 2011, i volumi di gas naturale trasportati in Italia (41,90 miliardi di metri sono in flessione rispetto al corrispondente

periodo del 2010 (-1,12 miliardi di metri cubi) per effetto essenzialmente della contrazione della domanda gas in Italia.

Nel primo semestre 2011, il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 1 miliardo di metri cubi di gas naturale (1,11 miliardi di metri cubi nel primo semestre 2010).

Volumi di gas naturale trasportati ^(a) e rigassificati in Italia

| Esercizio 2010 | | (miliardi di metri cubi) | Primo semestre | | | |
|-------------------|----------------------|--------------------------|----------------|-------|-----------|--------|
| | | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 83,32 | Volumi trasportati | | 43,02 | 41,90 | (1,12) | (2,6) |
| 1,98 | Volumi rigassificati | | 1,11 | 1,00 | (0,11) | (9,9) |

(a) Comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.

Attività di stoccaggio

Nel primo semestre 2011, nell'ambito dell'attività di stoccaggio sono stati erogati 4,32 miliardi di metri cubi di gas [-0,52 miliardi di metri cubi rispetto al corrispondente periodo del 2010] e sono stati immessi in giacimento 4,05 miliardi di metri cubi [+0,24 miliardi di

metri cubi rispetto al primo semestre 2010].

La capacità complessiva di stoccaggio è stata pari a 15 miliardi di metri cubi di cui 5 destinati allo stoccaggio strategico.

La quota di capacità di modulazione utilizzata dai clienti terzi nel primo semestre 2011 è stata pari a circa il 78% (76% nel primo semestre 2010).

| Esercizio 2010 | | | Primo semestre | | | |
|-------------------|---|--------------------------|----------------|------|-----------|--------|
| | | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 14,2 | Capacità di stoccaggio complessiva: | (miliardi di metri cubi) | 14,2 | 15,0 | 0,8 | 5,6 |
| 5,0 | - di cui strategico | | 5,0 | 5,0 | | |
| 9,2 | - di cui disponibile | | 9,2 | 10,0 | 0,8 | 8,7 |
| 29 | Capacità di stoccaggio: quota utilizzata da Eni | (%) | 24 | 22 | (2) | (8,3) |
| 15,59 | Quantitativi di gas naturale movimentati in stoccaggio: | (miliardi di metri cubi) | 8,65 | 8,37 | (0,28) | (3,2) |
| 8,00 | - movimentato in iniezione | | 3,81 | 4,05 | 0,24 | 6,3 |
| 7,59 | - movimentato in erogazione | | 4,84 | 4,32 | (0,52) | (10,7) |
| 60 | Clientsi servizi di stoccaggio | (numero) | 63 | 97 | 34 | 54,0 |

Principali iniziative di sviluppo

Belgio - Acquisizione della Nuon Belgium NV

Il 27 luglio 2011 Eni ha firmato un accordo con NV Nuon Energy per l'acquisizione della controllata Nuon Belgium NV ad un prezzo di circa 157 milioni di euro. La società commercializza gas ed energia elettrica a circa 550 mila clienti nei segmenti industriale e residenziale in Belgio. Oggetto della cessione sono anche le società Nuon Wind Belgium NV, attiva nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, e la Nuon Power Generation Wallon NV che realizzerà una centrale a ciclo combinato.

L'accordo, il cui perfezionamento è soggetto all'approvazione delle competenti autorità, mira a rafforzare la presenza di Eni nel Paese e a consolidarne la leadership nelle vendite di gas naturale ai clienti dei segmenti grossista, termoelettrico e industriale.

Cessione della partecipazione in Gas Brasiliano Distribuidora

Il 30 luglio 2011, con l'approvazione delle competenti autorità brasiliane, è stata perfezionata la cessione della partecipazione totalitaria nella società Gas Brasiliano Distribuidora, che distribuisce e commercializza gas naturale in Brasile, a Petrobras Gás, compagnia interamente controllata da Petróleo Brasileiro ("Petrobras"). Il corrispettivo della cessione ammonta a 271 milioni di dollari.

Cessione dei gasdotti internazionali

Nell'ambito degli impegni concordati con la Commissione Europea per dismettere i propri asset nel trasporto internazionale riguardanti i gasdotti TAG Austria e TENP/Transigas Germania/Svizzera,

interconnessi al sistema italiano di trasporto, il 10 giugno 2011 Eni ha sottoscritto con Cassa Depositi e Prestiti SpA ("CDP") un contratto di compravendita che prevede la cessione dell'89% del capitale sociale di Trans Austria Gasleitung GmbH ("TAG"), cui corrisponde una partecipazione del 94% ai risultati economici. TAG è la società titolare dei diritti di trasporto relativi al tratto austriaco del gasdotto che collega la Russia all'Italia. L'operazione di cessione, soggetta ad approvazione della Commissione Europea, prevede il pagamento di un prezzo pari a 483 milioni di euro, oltre al rimborso di un finanziamento erogato da Eni alla società pari a circa 192 milioni di euro; tali importi saranno oggetto di un aggiustamento alla data del closing come da prassi di mercato. Le parti hanno inoltre concordato meccanismi di earn out collegati al verificarsi di determinati eventi. Alla conclusione dell'operazione, rimarranno inalterati i diritti di trasporto del gas contrattualizzati con clausola ship-or-pay da Eni con TAG. Proseguono le procedure di dismissione delle partecipazioni Eni negli altri due gasdotti TENP (Germania) e Transigas (Svizzera), oggetto degli impegni con la Commissione Europea.

Investimenti tecnici

Nel primo semestre 2011 gli investimenti tecnici di 725 milioni di euro hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (374 milioni di euro); (ii) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione del gas naturale in Italia (152 milioni di euro); (iii) l'incremento della capacità di stoccaggio (131 milioni di euro).

| Esercizio 2010 | | Investimenti tecnici | | | |
|-------------------|--------------------------|----------------------|----------------|-----------|--------|
| | | (milioni di euro) | Primo semestre | | |
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 248 | Mercato | 110 | 63 | (47) | (42,7) |
| 1.420 | Business regolati Italia | 561 | 657 | 96 | 17,1 |
| 842 | Trasporto | 342 | 374 | 32 | 9,4 |
| 328 | Distribuzione | 123 | 152 | 29 | 23,6 |
| 250 | Stoccaggio | 96 | 131 | 35 | 36,5 |
| 17 | Trasporto internazionale | 6 | 5 | (1) | (16,7) |
| 1.685 | | 677 | 725 | 48 | 7,1 |

Refining & Marketing



Principali indicatori di performance

| Esercizio 2010 | | | Primo semestre | |
|-------------------|---|-----------------------------|----------------|---------------|
| | | | 2010 | 2011 |
| 43.190 | Ricavi della gestione caratteristica ^(a) | (milioni di euro) | 20.255 | 24.821 |
| 149 | Utile operativo | | 360 | 376 |
| (171) | Utile operativo adjusted | | (146) | (290) |
| (49) | Utile netto adjusted | | (49) | (176) |
| 711 | Investimenti tecnici | | 267 | 316 |
| 7.859 | Capitale investito netto adjusted a fine periodo | | 7.932 | 8.508 |
| (0,6) | ROACE adjusted | (%) | (2,8) | (2,1) |
| 34,80 | Lavorazioni in conto proprio | (milioni di tonnellate) | 16,87 | 15,77 |
| 61 | Grado di conversione del sistema | (%) | 62 | 60 |
| 757 | Capacità bilanciata delle raffinerie | (migliaia di barili/giorno) | 747 | 767 |
| 11,73 | Vendite di prodotti petroliferi rete Europa | (milioni di tonnellate) | 5,62 | 5,54 |
| 6.167 | Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo | (numero) | 6.017 | 6.256 |
| 2.353 | Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa | (migliaia di litri) | 1.142 | 1.079 |

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Raffinazione

Nel primo semestre 2011 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia e all'estero (15,77 milioni di tonnellate) hanno registrato una diminuzione del 6,5% rispetto al primo semestre 2010 (-1,10 milioni di tonnellate).

In Italia la flessione del 6,8% rispetto al 2010 (circa -970 mila tonnellate) dei volumi riflette le minori lavorazioni per fermate programmate su Livorno, Gela e Venezia, quest'ultima anticipata per l'andamento negativo dello scenario rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente. Tali diminuzioni sono state in parte compensate dall'integrazione dei cicli di raffinazione, e dall'incremento di lavorazione su Sannazzaro, Milazzo e Taranto, principal-

mente per effetto delle minori fermate per manutenzioni.

All'estero la flessione del 5,1% rispetto al primo semestre 2010 (circa -130 mila tonnellate) ha riguardato in particolare le raffinerie tedesche e, in misura inferiore, la raffineria in Repubblica Ceca, a causa della contrazione dei consumi.

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 11,22 milioni di tonnellate, in diminuzione di 1,18 milioni di tonnellate (-9,5%) rispetto al primo semestre 2010, determinando un tasso di utilizzo del 78% che riflette l'andamento negativo dello scenario.

Il 23% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento di 6,2 punti percentuali rispetto al primo semestre 2010 (16,8%), equivalenti a un maggior volume di circa 760 mila tonnellate.

Disponibilità di prodotti petroliferi

| Esercizio 2010 | (milioni di tonnellate) | Primo semestre | | | |
|-------------------|---|----------------|--------------|---------------|--------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| ITALIA | | | | | |
| 25,70 | Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà | 12,40 | 11,22 | (1,18) | (9,5) |
| (0,50) | Lavorazioni in conto terzi | (0,25) | (0,25) | | |
| 4,36 | Lavorazioni sulle raffinerie di terzi | 2,15 | 2,36 | 0,21 | 9,8 |
| 29,56 | Lavorazioni in conto proprio | 14,30 | 13,33 | (0,97) | (6,8) |
| (1,69) | Consumi e perdite | (0,75) | (0,78) | (0,03) | (4,0) |
| 27,87 | Prodotti disponibili da lavorazioni | 13,55 | 12,55 | (1,00) | (7,4) |
| 4,24 | Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte | 2,26 | 1,78 | (0,48) | (21,2) |
| (4,18) | Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero | (2,35) | (1,45) | 0,90 | 38,3 |
| (0,92) | Consumi per produzione di energia elettrica | (0,47) | (0,44) | 0,03 | 6,4 |
| 27,01 | Prodotti venduti | 12,99 | 12,44 | (0,55) | (4,2) |
| ESTERO | | | | | |
| 5,24 | Lavorazioni in conto proprio | 2,57 | 2,44 | (0,13) | (5,1) |
| (0,24) | Consumi e perdite | (0,11) | (0,12) | (0,01) | (9,1) |
| 5,00 | Prodotti disponibili da lavorazioni | 2,46 | 2,32 | (0,14) | (5,7) |
| 10,61 | Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte | 4,84 | 5,16 | 0,32 | 6,6 |
| 4,18 | Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia | 2,35 | 1,45 | (0,90) | (38,3) |
| 19,79 | Prodotti venduti | 9,65 | 8,93 | (0,72) | (7,5) |
| 34,80 | Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero | 16,87 | 15,77 | (1,10) | (6,5) |
| 5,02 | <i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i> | 2,59 | 3,35 | 0,76 | 29,3 |
| 46,80 | VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO | 22,64 | 21,37 | (1,27) | (5,6) |
| 36,17 | Vendite di greggi | 17,40 | 16,47 | (0,93) | (5,3) |
| 82,97 | TOTALE VENDITE | 40,04 | 37,84 | (2,20) | (5,5) |

Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel primo semestre 2011 le vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero (21,37 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,27 milio-

ni di tonnellate rispetto al primo semestre 2010, pari al 5,6%, per effetto principalmente dei minori volumi venduti a società petrolifere e trader in Italia e all'estero.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero

| Esercizio 2010 | (milioni di tonnellate) | Primo semestre | | | |
|---------------------------|---|----------------|--------------|---------------|--------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| Vendite in Italia | | | | | |
| 8,63 | Rete | 4,18 | 4,08 | (0,10) | (2,4) |
| 9,45 | Extrarete | 4,37 | 4,41 | 0,04 | 0,9 |
| 1,72 | Petrolchimica | 0,88 | 0,85 | (0,03) | (3,4) |
| 7,21 | Altre vendite | 3,56 | 3,10 | (0,46) | (12,9) |
| 27,01 | | 12,99 | 12,44 | (0,55) | (4,2) |
| Vendite all'estero | | | | | |
| 3,10 | Rete resto d'Europa | 1,44 | 1,46 | 0,02 | 1,4 |
| 3,88 | Extrarete resto d'Europa | 1,83 | 1,78 | (0,05) | (2,7) |
| 0,42 | Extrarete altro estero | 0,20 | 0,21 | 0,01 | 5,0 |
| 12,39 | Altre vendite | 6,18 | 5,48 | (0,70) | (11,3) |
| 19,79 | | 9,65 | 8,93 | (0,72) | (7,5) |
| 46,80 | VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO | 22,64 | 21,37 | (1,27) | (5,6) |

Vendite rete Italia

Nel primo semestre 2011, le vendite sulla rete in Italia (4,08 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al primo semestre 2010 (circa 100 mila tonnellate, -2,4%) per effetto della contrazione dei consumi in particolare di benzina e, in misura inferiore, di gasolio in particolare nel segmento autostradale penalizzato dalla riduzione congiunturale del trasporto merci.

L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.068 mila litri) ha registrato una diminuzione di circa 62 mila litri rispetto al primo semestre 2010.

La quota di mercato media del primo semestre 2011 è del 30,1% in diminuzione di 0,2 punti percentuali rispetto al corrispondente periodo del 2010 (30,3%).

Al 30 giugno 2011 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.644 stazioni di servizio con un incremento di 102 unità rispetto al 31 dicembre 2010 (4.542 stazioni di servizio) per effetto del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (98 unità) e dell'apertura di nuove stazioni di servizio (11 unità), parzialmente compensati dalla chiusura di impianti a basso erogato (7 unità).

Nell'ambito dell'iniziativa promozionale "you&eni", il programma di fidelizzazione della base clienti lanciato nel febbraio 2010 con durata triennale, le card che nel corso del periodo hanno effettuato almeno una transazione sono, al 30 giugno 2011, circa 5,8 milioni. Le carte mediamente attive in ogni mese sono circa 2,6 milioni. Il volume venduto a clienti che hanno usufruito dell'accumulo punti con le card è stato pari a circa il 40% dell'erogato complessivo della rete.

Vendite rete resto d'Europa

Nel primo semestre 2011 le vendite sul mercato rete nel resto d'Europa di 1,46 milioni di tonnellate sono aumentate dell'1,4% rispetto al corrispondente periodo del 2010, in particolare in Austria per effetto del contributo dell'acquisizione di una rete di stazioni di servizio perfezionata nel 2010. Tale incremento è stato parzialmente compensato dalle diminuzioni registrate principalmente in Germania, Francia, Ungheria e Slovenia. Al 30 giugno 2011 la rete di distribuzione nel resto d'Europa è costituita da 1.612 stazioni di servizio con una diminuzione di 13 unità rispetto al 31 dicembre 2010 (1.625 stazioni di servizio). L'evoluzione della rete ha visto: (i) la chiusura di 14 impianti a basso erogato; (ii) il saldo negativo

di 7 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento, con variazioni negative in particolare in Austria e Svizzera; (iii) l'acquisto di 4 impianti; (iv) l'apertura di 4 nuovi punti vendita.

L'erogato medio (1.111 mila litri) è in flessione di circa 64 mila litri rispetto al primo semestre 2010 (1.175 mila litri).

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Nel primo semestre 2011 le vendite extrarete in Italia (4,41 milioni di tonnellate) sono in lieve aumento rispetto al primo semestre 2010 (circa +40 mila tonnellate, pari allo 0,9%) grazie in particolare alle maggiori vendite di jet fuel, bitumi e coke, il cui incremento è stato in parte assorbito dalla flessione del gasolio, bunkeraggi e olio combustibile in relazione al calo della domanda.

Le vendite al settore Petrochimica (circa 850 mila tonnellate) sono in lieve flessione di circa 30 mila tonnellate per le minori forniture di feedstock in relazione alla contrazione della domanda industriale del settore.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa di 1,78 milioni di tonnellate sono in diminuzione per effetto essenzialmente delle minori vendite in particolare in Repubblica Ceca, Germania e Slovenia, in parte compensate dagli incrementi principalmente in Austria.

Le altre vendite (8,58 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,16 milioni di tonnellate, pari all'11,9% per effetto delle minori vendite ad altre società petrolifere.

Investimenti tecnici

Nel primo semestre 2011, gli investimenti tecnici del settore di 316 milioni di euro hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione, supply e di logistica in Italia e all'estero (249 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, nonché la ristrutturazione e il rebranding della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa (61 milioni di euro).

Complessivamente gli investimenti in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 41 milioni di euro.

Investimenti tecnici

| Esercizio 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | | |
|-------------------|----------------------------------|----------------|------------|-----------|-------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 446 | Raffinazione, supply e logistica | 201 | 249 | 48 | 23,9 |
| 246 | Marketing | 57 | 61 | 4 | 7,0 |
| 19 | Altre Attività | 9 | 6 | (3) | (33,3) |
| 711 | | 267 | 316 | 49 | 18,4 |

Petrolchimica



Principali indicatori di performance

| Esercizio 2010 | | | Primo semestre | |
|-------------------|---|--------------------------|----------------|--------------|
| | | | 2010 | 2011 |
| 6.141 | Ricavi della gestione caratteristica ^(a) | (milioni di euro) | 3.174 | 3.544 |
| 2.833 | - Petrolchimica di base | | 1.483 | 1.670 |
| 3.126 | - Polimeri | | 1.596 | 1.779 |
| 182 | - Altri ricavi | | 95 | 95 |
| (86) | Utile operativo | | 53 | (5) |
| (113) | Utile operativo adjusted | | (70) | (42) |
| (85) | Utile netto adjusted | | (66) | (28) |
| 251 | Investimenti tecnici | | 71 | 115 |
| 7.220 | Produzioni | (migliaia di tonnellate) | 3.748 | 3.347 |
| 4.731 | Vendite di prodotti petrolchimici | | 2.477 | 2.170 |
| 72,9 | Tasso di utilizzo medio degli impianti | (%) | 76 | 66 |

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Vendite - produzioni - prezzi

Nel primo semestre 2011 le vendite (2.170 mila tonnellate) sono diminuite di 307 mila tonnellate rispetto al primo semestre del 2010 (-12,4%) a causa principalmente della sensibile contrazione della domanda sul mercato dovuta all'attesa di riduzione dei prezzi delle commodity petrolchimiche nonché della minore disponibilità di prodotto per alcune fermate programmate, in particolare nel secondo trimestre. Le produzioni (3.347 mila tonnellate) hanno registrato un decremento di 401 mila tonnellate rispetto al primo semestre 2010, pari al 10,7%, con riduzioni sia nella chimica di base sia nei polimeri (soprattutto nel polietilene, a cui si sono contrapposti incrementi di volumi negli stirenici e negli elastomeri) per effetto della contrazione della domanda sopra citata nonché delle fermate programmate avvenute presso i siti italiani di Priolo, Porto

Marghera e Mantova, il lento riavvio dopo le fermate programmate del sito di Dunkerque e la chiusura dell'impianto di Feluy.

La capacità produttiva nominale è leggermente aumentata rispetto allo stesso periodo dello scorso anno per la realizzazione di una nuova linea produttiva di polietilene presso il sito di Dunkerque. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è passato dal 76% al 66% per effetto della riduzione delle quantità prodotte.

I prezzi unitari medi di vendita sono aumentati di circa il 27% rispetto al primo semestre 2010. Consistenti aumenti si sono registrati nei prezzi medi delle olefine e aromatici (in media +25%) trainati dallo scenario petrolifero con significativi aumenti della quotazione della virgin nafta. In aumento anche i prezzi dei polimeri, in particolare degli elastomeri con incrementi pari al 35% sostenuti dal buon andamento della domanda.

Disponibilità di prodotti

| Esercizio 2010 | | (migliaia di tonnellate) | Primo semestre | | | |
|-------------------|---------------------------------|--------------------------|----------------|--------------|--------------|---------------|
| | | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 4.860 | Petrolchimica di base | | 2.536 | 2.207 | (329) | (13,0) |
| 2.360 | Polimeri | | 1.212 | 1.140 | (72) | (5,9) |
| 7.220 | Produzioni | | 3.748 | 3.347 | (401) | (10,7) |
| (2.912) | Consumi e perdite | | (1.524) | (1.339) | 185 | (12,1) |
| 423 | Acquisti e variazioni rimanenze | | 253 | 162 | (91) | (36,0) |
| 4.731 | | | 2.477 | 2.170 | (307) | (12,4) |

Andamento per business**Petrolchimica di base**

I ricavi della petrolchimica di base (1.670 milioni di euro) sono aumentati di 187 milioni di euro (12,6%) per effetto dell'incremento dei prezzi medi unitari (olefine/aromatici +25% e intermedi +13%) nonostante una diminuzione dei volumi venduti (in media -13%).

In particolare si sono ridotte le quantità vendute di olefine e aromatici a causa della mancanza di prodotto dovuta a fermate programmate presso gli impianti di Priolo e Porto Marghera e di intermedi per effetto della mancanza di materia prima presso l'impianto di Mantova e fermate programmate presso lo stesso impianto.

Le produzioni della petrolchimica di base (2.207 mila tonnellate) si sono ridotte di 329 mila tonnellate rispetto al primo semestre dello scorso anno (-13%) per effetto delle minori vendite/fabbisogni di monomeri e delle fermate programmate sopra citate.

Polimeri

I ricavi dei polimeri (1.779 milioni di euro) sono aumentati di 183 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010 (+11,5%) con prezzi medi unitari in rialzo del 23% per i polimeri stirenici, del 35% per gli elastomeri e del 27% per il polietilene.

In riduzione invece i volumi venduti mediamente del 12%, in particolare sono stati penalizzati i volumi di polietilene (-18%) per effetto del ritardato avvio della linea produttiva di Dunkerque e delle attese di diminuzioni di prezzo da parte del mercato che hanno inficiato sulla domanda. In calo anche le vendite di polimeri stirenici (-7%), mentre restano sostanzialmente stabili di elastomeri.

Le produzioni di polimeri (1.140 mila tonnellate) sono diminuite di 72 mila tonnellate rispetto ai primi sei mesi del 2010 (-5,9%), essenzialmente per le minori quantità prodotte di polietilene (-14%) parzialmente compensate da stirenici ed elastomeri (+2% e 9%, rispettivamente). Il calo dei volumi prodotti di polietilene è da attribuire principalmente ai problemi tecnici di riavvio della nuova linea produttiva presso il sito di Dunkerque.

Principali iniziative di sviluppo**Chimica verde**

Nel giugno 2011 Eni, tramite la controllata Polimeri Europa, e Novamont SpA hanno firmato un protocollo d'intesa per la riconversione del sito Eni di Porto Torres in un polo di "chimica verde" destinato alla produzione di plastiche e altri prodotti petrolchimici biodegradabili (bio-lubrificanti, bio-additivi) per i quali si prevedono significativi tassi di crescita nel medio-lungo termine. Tali prodotti saranno ottenuti, attraverso una catena produttiva integrata, a partire da materie prime rinnovabili di origine vegetale. Novamont contribuirà alla joint venture fornendo le tecnologie e il proprio know-how nella chimica verde, mentre Eni metterà a disposizione il sito, le infrastrutture e il personale qualificato, nonché la propria esperienza industriale, tecnico-ingegneristica e commerciale nel settore petrolchimico. Nell'ambito di tale progetto, Eni ha in programma di realizzare una centrale elettrica a biomasse e di eseguire interventi di bonifica e risanamento ambientale. I progetti descritti comporteranno un investimento complessivo di circa 1,2 miliardi di euro che saranno sostenuti in via diretta o tramite la joint venture nel periodo 2011-2016.

Investimenti tecnici

Nel primo semestre 2011 gli investimenti tecnici di 115 milioni di euro (71 milioni di euro nel primo semestre 2010) hanno riguardato in particolare interventi di manutenzione (34 milioni di euro), interventi di recupero energetico (30 milioni di euro), interventi di miglioramento dell'efficienza impiantistica (25 milioni di euro), e interventi di tutela ambientale e di adeguamento alle norme di legge in tema di salute e sicurezza (20 milioni di euro).

Ingegneria & Costruzioni



Principali indicatori di performance

| Esercizio 2010 | | | Primo semestre | |
|-------------------|---|-------------------|----------------|---------------|
| | | | 2010 | 2011 |
| 10.581 | Ricavi della gestione caratteristica ^(a) | (milioni di euro) | 5.008 | 5.705 |
| 1.302 | Utile operativo | | 625 | 720 |
| 1.326 | Utile operativo adjusted | | 632 | 720 |
| 994 | Utile netto adjusted | | 470 | 536 |
| 1.552 | Investimenti tecnici | | 792 | 551 |
| 14,0 | ROACE adjusted | (%) | 14,1 | 14,2 |
| 12.935 | Ordini acquisiti | (milioni di euro) | 7.059 | 6.006 |
| 20.505 | Portafoglio ordini a fine periodo | (milioni di euro) | 20.404 | 20.490 |

[a] Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Attività dell'anno

Tra le principali acquisizioni del primo semestre 2011 si segnalano:

- il contratto EPIC per conto di Saudi Aramco per la realizzazione di infrastrutture marine quali piattaforme, condotte di esportazione e cavi sottomarini nell'ambito dello sviluppo dei giacimenti offshore Arabiyah e Hasbah situati nella sezione saudita del Golfo Persico;
- il contratto per conto di Rete Ferroviaria Spa (Gruppo FS) per la realizzazione del tratto di linea Alta Velocità/Alta Capacità Treviglio-Brescia. Il contratto riguarda la realizzazione di 39 chilometri di linea Alta Velocità/Alta Capacità e 12 chilometri di interconnessioni con la linea convenzionale esistente;
- il contratto EPC per conto di Gladstone LNG Operations Pty Ltd per la realizzazione di una condotta per il trasporto del gas del diametro di 42 pollici e lunga 435 chilometri. Tale infrastruttura collegherà i giacimenti dei bacini di Bowen e Surat alla Gladstone State Area Development (GSDA) nei pressi della città di Gladstone situata sulla costa occidentale dell'Australia;
- il contratto EPIC per conto di Husky Oil China Ltd per l'installazione di due condotte sottomarine della lunghezza di 79 chilometri nonché

un sistema di produzione sottomarino nell'ambito dello sviluppo del campo gas Liwan 3-1 situato a 1.500 metri di profondità nel Mare Cinese Meridionale;

- il contratto EPIC per conto di Petrobras per la realizzazione di due condotte sottomarine, la prima delle quali collegherà l'impianto di produzione galleggiante FPSO Guara ad un collettore sottomarino posizionato nei pressi del giacimento Lula, mentre la seconda collegherà l'impianto FPSO Lula-Nordest al medesimo collettore nei pressi del giacimento Lula al largo delle coste del Brasile;
- il contratto EPIC per conto di Burullus Gas Company per la realizzazione di sette teste di pozzo sottomarine e delle relative infrastrutture, degli umbilical e delle flowline nell'ambito dei nuovi sviluppi sottomarini nell'area della West Delta Deep Marine al largo della zona nord-occidentale del Delta del Nilo.

Gli ordini acquisiti (6.006 milioni di euro) hanno riguardato per l'85% lavori da realizzare all'estero e per il 7% lavori assegnati da imprese di Eni. Il portafoglio ordini al 30 giugno 2011 è di 20.490 milioni di euro (20.505 milioni di euro al 31 dicembre 2010); il 90% riguarda lavori da realizzare all'estero e il 15% lavori assegnati da imprese di Eni.

Ordini acquisiti

| (milioni di euro) | Primo semestre | | | |
|-------------------------------------|----------------|--------------|----------------|---------------|
| | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| Engineering & Construction Offshore | 1.923 | 3.262 | 1.339 | 69,6 |
| Engineering & Construction Onshore | 4.781 | 2.077 | (2.704) | (56,6) |
| Perforazioni mare | 149 | 349 | 200 | 134,2 |
| Perforazioni terra | 206 | 318 | 112 | 54,4 |
| | 7.059 | 6.006 | (1.053) | (14,9) |
| di cui: | | | | |
| - Eni | 596 | 395 | (201) | (33,7) |
| - Terzi | 6.463 | 5.611 | (852) | (13,2) |
| di cui: | | | | |
| - Italia | 455 | 889 | 434 | 95,4 |
| - Estero | 6.604 | 5.117 | (1.487) | (22,5) |

Portafoglio ordini

| (milioni di euro) | 31 dic. 2010 | 30 giugno 2011 | Var. ass. | Var. % |
|-------------------------------------|---------------|----------------|-------------|--------------|
| Engineering & Construction Offshore | 5.544 | 6.432 | 888 | 16,0 |
| Engineering & Construction Onshore | 10.543 | 9.735 | (808) | (7,7) |
| Perforazioni mare | 3.354 | 3.285 | (69) | (2,1) |
| Perforazioni terra | 1.064 | 1.038 | (26) | (2,4) |
| | 20.505 | 20.490 | (15) | (0,1) |
| di cui: | | | | |
| - Eni | 3.349 | 3.149 | (200) | (6,0) |
| - Terzi | 17.156 | 17.341 | 185 | 1,1 |
| di cui: | | | | |
| - Italia | 1.310 | 1.950 | 640 | 48,9 |
| - Estero | 19.195 | 18.540 | (655) | (3,4) |

Investimenti tecnici

Gli investimenti del settore Ingegneria & Costruzioni sostenuti nel semestre di 551 milioni di euro hanno riguardato:

- (i) Engineering & Construction Offshore: la realizzazione di un nuovo pipelayer, del field development ship FDS 2 per acque profonde, le attività di conversione di una petroliera in un'unità FPSO nonché la costruzione di una nuova yard di fabbricazione in Indonesia;
- (ii) Perforazioni mare: l'allestimento delle due piattaforme semi-sommersibili Scarabeo 8 e 9 nonché interventi di rimessa in classe e investimenti effettuati sulla flotta per rendere i mezzi adeguati alle normative internazionali e alle richieste specifiche delle società committenti;
- (iii) Perforazioni terra: la realizzazione di un nuovo impianto destinato ad operare in Kazakhstan nonché il potenziamento delle strutture operative esistenti;
- (iv) Engineering & Construction Onshore: il mantenimento dell'asset base.

Investimenti tecnici

| Esercizio 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | | |
|-------------------|-------------------------------------|----------------|------------|--------------|---------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 706 | Engineering & Construction Offshore | 349 | 219 | (130) | (37,2) |
| 11 | Engineering & Construction Onshore | 6 | 7 | 1 | 16,7 |
| 559 | Perforazioni mare | 320 | 297 | (23) | (7,2) |
| 253 | Perforazioni terra | 117 | 28 | (89) | (76,1) |
| 23 | Altri investimenti | | | | |
| 1.552 | | 792 | 551 | (241) | (30,4) |

Commento ai risultati economico-finanziari

Conto economico

| Esercizio 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | | |
|-------------------|--|----------------|--------------|--------------|--------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 98.523 | Ricavi della gestione caratteristica | 47.706 | 53.375 | 5.669 | 11,9 |
| 956 | Altri ricavi e proventi | 537 | 590 | 53 | 9,9 |
| (73.920) | Costi operativi | (34.665) | (40.227) | (5.562) | (16,0) |
| 246 | di cui (oneri) proventi non ricorrenti | | (69) | | |
| 131 | Altri proventi e oneri operativi | 33 | (12) | (45) | .. |
| (9.579) | Ammortamenti e svalutazioni | (4.459) | (4.278) | 181 | 4,1 |
| 16.111 | Utile operativo | 9.152 | 9.448 | 296 | 3,2 |
| (727) | Proventi (oneri) finanziari netti | (601) | (377) | 224 | 37,3 |
| 1.156 | Proventi netti su partecipazioni | 672 | 721 | 49 | 7,3 |
| 16.540 | Utile prima delle imposte | 9.223 | 9.792 | 569 | 6,2 |
| (9.157) | Imposte sul reddito | (4.865) | (5.333) | (468) | (9,6) |
| 55,4 | Tax rate (%) | 52,7 | 54,5 | 1,8 | |
| 7.383 | Utile netto | 4.358 | 4.459 | 101 | 2,3 |
| | di competenza: | | | | |
| 6.318 | - azionisti Eni | 4.046 | 3.801 | (245) | (6,1) |
| 1.065 | - interessenze di terzi | 312 | 658 | 346 | 110,9 |

Utile netto

Nel primo semestre 2011 l'utile netto di competenza degli azionisti Eni è stato di 3.801 milioni di euro con una diminuzione di 245 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010, pari al 6,1%, che riflette un maggiore utile di competenza delle interessenze di terzi (+346 milioni di euro) e le maggiori imposte sul reddito (468 milioni di euro) con un incremento di circa due punti percentuali del tax

rate consolidato. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'incremento dell'utile operativo (+296 milioni di euro, pari al +3,2%) conseguito principalmente dal settore Exploration & Production grazie all'andamento favorevole dello scenario, nonché da minori oneri finanziari e su cambi netti (224 milioni di euro) connessi alla variazione positiva del fair value di derivati su cambi privi dei requisiti formali per la contabilizzazione in hedge accounting.

Utile netto adjusted

| Esercizio 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | | |
|-------------------|--|----------------|--------------|--------------|--------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 6.318 | Utile netto di competenza azionisti Eni | 4.046 | 3.801 | (245) | (6,1) |
| (610) | Eliminazione (utile) perdita di magazzino | (530) | (644) | | |
| 1.161 | Esclusione special item | (27) | 477 | | |
| | di cui: | | | | |
| (246) | - oneri (proventi) non ricorrenti | | 69 | | |
| 1.407 | - altri special item | (27) | 408 | | |
| 6.869 | Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni ^(a) | 3.489 | 3.634 | 145 | 4,2 |

(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 azionisti Eni di 3.634 milioni di euro è aumentato di 145 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010 (+4,2%). L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo

l'utile di magazzino di 644 milioni di euro e gli special item costituiti da oneri netti di 477 milioni di euro, con un effetto negativo complessivo di 167 milioni di euro.

Gli **special item** dell'utile operativo si riferiscono a:

- (i) la svalutazione di asset minerari nel settore Exploration & Production (141 milioni di euro), in particolare di proprietà a gas negli USA dovute a revisioni negative delle riserve e allo scenario dei prezzi del gas, nonché degli investimenti di periodo eseguiti per motivi di sicurezza su asset svalutati in precedenti esercizi nei settori Refining & Marketing e Petrolchimica (108 milioni di euro);
- (ii) l'onere di 69 milioni di euro connesso 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;

- (iii) la componente valutativa negativa di strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting dello IAS 39 (160 milioni di euro);
- (iv) lo stanziamento al fondo rischi ambientali (42 milioni di euro), gli oneri per incentivazione all'esodo (34 milioni di euro), al netto di plusvalenze realizzate nel settore Exploration & Production (28 milioni di euro).

Gli special item non operativi comprendono l'adeguamento di 27 milioni di euro del fondo imposte differite stanziato sulle attività Exploration & Production nel Regno Unito dovuto all'incremento del supplementary charge sulle proprietà del Continental Shelf.

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

| Esercizio 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | | |
|-----------------------|---|----------------|--------------|------------|-------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 5.600 | Exploration & Production | 2.684 | 3.517 | 833 | 31,0 |
| 2.558 | Gas & Power | 1.476 | 1.002 | (474) | (32,1) |
| (49) | Refining & Marketing | (49) | (176) | (127) | .. |
| (85) | Petrolchimica | (66) | (28) | 38 | 57,6 |
| 994 | Ingegneria & Costruzioni | 470 | 536 | 66 | 14,0 |
| (216) | Altre attività | (122) | (101) | 21 | 17,2 |
| (699) | Corporate e società finanziarie | (489) | (343) | 146 | 29,9 |
| (169) | Effetto eliminazione utili interni ^(a) | (103) | (115) | (12) | |
| 7.934 | | 3.801 | 4.292 | 491 | 12,9 |
| <i>di competenza:</i> | | | | | |
| 1.065 | - interessenze di terzi | 312 | 658 | 346 | 110,9 |
| 6.869 | - azionisti Eni | 3.489 | 3.634 | 145 | 4,2 |

(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'**utile netto adjusted** di Gruppo è stato determinato dal maggior utile netto adjusted registrato nei settori:

- **Exploration & Production** (+833 milioni di euro; +31%) che riflette il miglioramento della performance operativa (+1.386 milioni di euro, pari al 21,1%) dovuto all'aumento del prezzo di realizzo degli idrocarburi (petrolio +42,2%; gas naturale +6,7%) trainato dallo scenario petrolifero, parzialmente compensato dagli effetti economici della perdita di produzione in Libia e dall'impatto negativo dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+5,6%, pari a circa 270 milioni di euro);
- **Ingegneria & Costruzioni** (+66 milioni di euro; +14%) dovuto al miglioramento della performance operativa (+88 milioni di euro, pari al 13,9%) per effetto della crescita del volume di affari e della maggiore redditività delle commesse in particolare nel business Engineering & Construction;
- **Petrolchimica** che ha ridotto del 58% la perdita netta adjusted (da -66 milioni di euro a -28 milioni di euro) grazie al miglioramento gestionale (+28 milioni di euro, pari al 40%) per effetto dei maggiori margini dei prodotti (in particolare le olefine).

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

- **Gas & Power** (-474 milioni di euro, pari al 32,1%) penalizzato dalla negativa performance dell'attività Mercato che ha chiuso il semestre con la perdita di 95 milioni di euro a fronte dell'utile di 665 milioni di euro nel primo semestre 2010. Il principale driver è stato la rilevante flessione dei margini di commercializzazione del gas sia in Italia sia nei mercati europei a causa della pressione competitiva e dell'eccesso di offerta. Il risultato è stato penalizzato anche dalle minori vendite agli importatori di gas libico condizionate dall'indisponibilità del gas, dall'effetto sfavorevole del clima e dello scenario e dalla contrazione dei margini dell'energia elettrica. Il peggioramento dell'attività Mercato è stato attenuato dalla solida performance operativa dei Business regolati Italia (+43 milioni di euro, pari al +4,2%) e dal risultato positivo del Trasporto internazionale (+30 milioni di euro, pari al +13,8%). Il risultato adjusted dell'attività Mercato non tiene conto dei possibili effetti delle rinegoziazioni in corso dei contratti di lungo termine la cui decorrenza economica in caso di esito positivo potrebbe essere anteriore al 30 giugno;
- **Refining & Marketing** (-127 milioni di euro, da -49 milioni nel primo semestre 2010 a -176 milioni di euro nel semestre 2011) principalmente a causa della debolezza dello scenario di raffinazione, i cui effetti sono stati attenuati dalle azioni di ottimizzazione e di efficienza e dalla buona tenuta dei risultati del marketing.

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

| Esercizio 2010 | | (milioni di euro) | Primo semestre | | | |
|-------------------|------------------------------------|-------------------|----------------|---------------|--------------|-------------|
| | | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 29.497 | Exploration & Production | | 14.569 | 14.252 | (317) | (2,2) |
| 29.576 | Gas & Power | | 14.668 | 16.849 | 2.181 | 14,9 |
| 43.190 | Refining & Marketing | | 20.255 | 24.821 | 4.566 | 22,5 |
| 6.141 | Petrolchimica | | 3.174 | 3.544 | 370 | 11,7 |
| 10.581 | Ingegneria & Costruzioni | | 5.008 | 5.705 | 697 | 13,9 |
| 105 | Altre attività | | 52 | 45 | (7) | (13,5) |
| 1.386 | Corporate e società finanziarie | | 634 | 644 | 10 | 1,6 |
| 100 | Effetto eliminazione utili interni | | (107) | (158) | (51) | |
| (22.053) | Elisioni di consolidamento | | (10.547) | (12.327) | (1.780) | |
| 98.523 | | | 47.706 | 53.375 | 5.669 | 11,9 |

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel primo semestre 2011 (53.375 milioni di euro) sono aumentati di 5.669 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010 (+11,9%) per effetto essenzialmente dei maggiori prezzi in dollari delle commodity petrolifere.

I ricavi del settore Exploration & Production (14.252 milioni di euro) sono diminuiti di 317 milioni di euro (-2,2%) per effetto della riduzione della produzione in Libia, attenuata dall'aumento dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (petrolio +42,2%; gas naturale +6,7%). Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni (101,89 dollari/barile) è stato ridotto di 1,50 dollari/barile per effetto del regolamento di strumenti derivati di copertura relativi a 4,5 milioni di barili venduti nel semestre (per maggiori dettagli v. il commento all'utile netto adjusted del settore).

I ricavi del settore Gas & Power (16.849 milioni di euro) sono aumentati di 2.181 milioni di euro (+14,9%) per effetto dei maggiori prezzi e

della crescita delle vendite delle società consolidate (+11%).

I ricavi del settore Refining & Marketing (24.821 milioni di euro) sono aumentati di 4.566 milioni di euro (+22,5%) per effetto dei maggiori prezzi di vendita in dollari dei prodotti raffinati cresciuti in media del 30-40% rispetto al primo semestre 2010 trainati dallo scenario petrolifero.

I ricavi del settore Petrolchimica (3.544 milioni di euro) sono aumentati di 370 milioni di euro (+11,7%) per effetto dell'incremento dei prezzi in media del 27% parzialmente compensato dalla riduzione delle quantità vendute (-12% in particolare nel polietilene).

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni (5.705 milioni di euro) sono aumentati di 697 milioni di euro (+13,9%) per effetto dei maggiori volumi di attività sviluppati nel business Engineering & Construction.

Costi operativi

| Esercizio 2010 | | (milioni di euro) | Primo semestre | | | |
|-------------------|--|-------------------|----------------|---------------|--------------|-------------|
| | | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 69.135 | Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | | 32.466 | 37.965 | 5.499 | 16,9 |
| (246) | di cui: - oneri (proventi) non ricorrenti | | | 69 | | |
| 1.291 | - altri special item | | 97 | 54 | | |
| 4.785 | Costo lavoro | | 2.199 | 2.262 | 63 | 2,9 |
| 423 | di cui incentivi per esodi agevolati e altro | | 44 | 34 | | |
| 73.920 | | | 34.665 | 40.227 | 5.562 | 16,0 |

I costi operativi sostenuti nel primo semestre 2011 (40.227 milioni di euro) sono aumentati di 5.562 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010, pari al 16%.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (37.965 milioni di euro) sono aumentati di 5.499 milioni di euro (+16,9%) per effetto dei maggiori costi di approvvigionamento delle cariche petrolifere e petrolchimiche e del gas in relazione all'andamento dello scenario dell'energia. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono **special item** di 123 milioni di euro 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 sulla base di una recente sentenza della Corte di Giustizia europea di cui si dà notizia nel paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle note al bilancio consolidato semestrale abbreviato. Nel primo semestre 2010 gli special item di 97 milioni di euro furono relativi essenzialmente ad accantonamenti per rischi ambientali e di altra natura.

Il costo lavoro (2.262 milioni di euro) è aumentato di 63 milioni di

euro (+2,9%) per effetto della crescita del costo lavoro unitario in Italia e all'estero e dell'aumento dell'occupazione media all'estero (essenzialmente per maggiori livelli di attività nel settore Ingegneria & Costruzioni).

Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione dell'occupazione media in Italia e da minori costi per esodi agevolati.

Ammortamenti e svalutazioni

| Esercizio 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | | |
|-------------------|------------------------------------|----------------|--------------|--------------|--------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 6.928 | Exploration & Production | 3.429 | 3.027 | (402) | (11,7) |
| 963 | Gas & Power | 470 | 466 | (4) | (0,9) |
| 333 | Refining & Marketing | 167 | 175 | 8 | 4,8 |
| 83 | Petrochimica | 39 | 46 | 7 | 17,9 |
| 513 | Ingegneria & Costruzioni | 236 | 283 | 47 | 19,9 |
| 2 | Altre attività | 1 | | (1) | .. |
| 79 | Corporate e società finanziarie | 37 | 35 | (2) | (5,4) |
| (20) | Effetto eliminazione utili interni | (9) | (11) | (2) | |
| 8.881 | Totale ammortamenti | 4.370 | 4.021 | (349) | (8,0) |
| 698 | Svalutazioni | 89 | 257 | 168 | |
| 9.579 | | 4.459 | 4.278 | (181) | (4,1) |

Gli **ammortamenti** (4.021 milioni di euro) sono diminuiti di 349 milioni di euro (-8%) rispetto al primo semestre 2010, essenzialmente nel settore Exploration & Production (-402 milioni di euro, pari al -11,7%), a causa principalmente della minore produzione in Libia e dell'impatto dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+5,6%). L'aumento nel settore Ingegneria & Costruzioni (+47 milioni di euro) riflette l'entrata in esercizio di nuovi mezzi.

Le **svalutazioni** del primo semestre 2011 (257 milioni di euro) si riferiscono alla citata svalutazione di proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production dovuta a effetti scenario e revisioni negative delle riserve, nonché a investimenti eseguiti nell'esercizio su asset svalutati in precedenti esercizi nei settori Refining & Marketing e Petrochimica (maggiori informazioni sono fornite alle Note al bilancio alla voce attività materiali).

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

| Esercizio 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | | |
|-------------------|--------------------------|----------------|------------|------------|--------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 123 | Exploration & Production | 29 | 141 | 112 | .. |
| 436 | Gas & Power | 10 | (8) | (18) | .. |
| 76 | Refining & Marketing | 33 | 38 | 5 | 15,2 |
| 52 | Petrochimica | 9 | 70 | 61 | .. |
| 3 | Ingegneria & Costruzioni | | 14 | 14 | .. |
| 8 | Altre attività | 8 | 2 | (6) | (75,0) |
| 698 | | 89 | 257 | 168 | 188,8 |

Utile operativo

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

| Esercizio 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | | |
|-------------------|------------------------------------|----------------|--------------|------------|------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 13.866 | Exploration & Production | 6.698 | 7.799 | 1.101 | 16,4 |
| 2.896 | Gas & Power | 1.908 | 1.094 | (814) | (42,7) |
| 149 | Refining & Marketing | 360 | 376 | 16 | 4,4 |
| (86) | Petrochimica | 53 | (5) | (58) | .. |
| 1.302 | Ingegneria & Costruzioni | 625 | 720 | 95 | 15,2 |
| (1.384) | Altre attività | (175) | (165) | 10 | 5,7 |
| (361) | Corporate e società finanziarie | (152) | (188) | (36) | (23,7) |
| (271) | Effetto eliminazione utili interni | (165) | (183) | (18) | |
| 16.111 | Utile operativo | 9.152 | 9.448 | 296 | 3,2 |

Utile operativo adjusted

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

| Esercizio 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | | |
|-------------------|---|----------------|--------------|------------|------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 16.111 | Utile operativo | 9.152 | 9.448 | 296 | 3,2 |
| (881) | Eliminazione (utile) perdita di magazzino | (777) | (909) | (132) | |
| 2.074 | Esclusione special item | 84 | 563 | 479 | |
| | <i>di cui:</i> | | | | |
| (246) | - oneri (proventi) non ricorrenti | | 69 | | |
| 2.320 | - altri special item | 84 | 494 | | |
| 17.304 | Utile operativo adjusted | 8.459 | 9.102 | 643 | 7,6 |
| | Dettaglio per settore di attività: | | | | |
| 13.884 | Exploration & Production | 6.560 | 7.946 | 1.386 | 21,1 |
| 3.119 | Gas & Power | 1.896 | 1.209 | (687) | (36,2) |
| (171) | Refining & Marketing | (146) | (290) | (144) | (98,6) |
| (113) | Petrolchimica | (70) | (42) | 28 | 40,0 |
| 1.326 | Ingegneria & Costruzioni | 632 | 720 | 88 | 13,9 |
| (205) | Altre attività | (108) | (105) | 3 | 2,8 |
| (265) | Corporate e società finanziarie | (140) | (153) | (13) | (9,3) |
| (271) | Effetto eliminazione utili interni | (165) | (183) | (18) | |
| 17.304 | | 8.459 | 9.102 | 643 | 7,6 |

L'**utile operativo adjusted** che esclude l'utile di magazzino di 909 milioni di euro e special item costituiti da oneri netti per un totale di 563 milioni di euro, ammonta a 9.102 milioni di euro con un incremento di 643 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010, pari al 7,6% per effetto del miglioramento della performance operativa registrata nei settori:

- **Exploration & Production** (+1.386 milioni di euro, pari al 21,1%) per effetto principalmente dell'aumento del prezzo di realizzo degli idrocarburi (petrolio +42,2%; gas naturale +6,7%) parzialmente compensato dalla riduzione del risultato delle attività in Libia e dall'impatto negativo dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa 270 milioni di euro);
- **Ingegneria & Costruzioni** (+88 milioni di euro, pari al 13,9%) che riflette la crescita del volume di affari e la maggiore redditività delle commesse;
- **Petrolchimica** che evidenzia un progresso del 40% nel contenimento della perdita operativa (+28 milioni di euro) per effetto dei maggiori margini dei prodotti (in particolare le olefine).

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

- **Gas & Power**, con una riduzione di 687 milioni di euro, pari al 36,2%, rispetto al primo semestre 2010. Il principale driver è stato il notevole ridimensionamento della performance dell'attività Mercato (-760 milioni di euro) penalizzata dalla rilevante flessione dei margini di commercializzazione del gas a causa della pressione competitiva e dell'eccesso di offerta, nonché dalle minori vendite agli importatori di gas libico condizionate dall'indisponibilità del gas, dall'effetto sfavorevole del clima e dello scenario e dalla contrazione dei margini dell'energia elettrica. Il risultato adjusted dell'attività Mercato non tiene conto dei possibili effetti delle rinegoziazioni in corso dei contratti di lungo termine la cui decorrenza economica in caso di esito positivo potrebbe essere anteriore al 30 giugno. Tali fattori negativi sono stati attenuati dalla solida performance operativa dei Business regolati Italia e dal risultato positivo del Trasporto internazionale;
- **Refining & Marketing** che ha riportato un sostanziale ampliamento della perdita operativa (-144 milioni di euro, pari al 98,6%) per effetto della debolezza dello scenario di raffinazione, attenuata dalle azioni di efficienza e ottimizzazione e dai risultati positivi delle attività commerciali.

Proventi (oneri) finanziari netti

| Esercizio 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | Var. ass. |
|-------------------|---|----------------|--------------|--------------|
| | | 2010 | 2011 | |
| (727) | Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto | (307) | (409) | (102) |
| (766) | - Oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine | (353) | (433) | (80) |
| 18 | - Interessi attivi su depositi e c/c | 8 | 10 | 2 |
| 21 | - Proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa e altro | 38 | 14 | (24) |
| (131) | Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati | (331) | 225 | 556 |
| 92 | Differenze di cambio | 42 | (196) | (238) |
| (148) | Altri proventi (oneri) finanziari | (95) | (72) | 23 |
| 75 | - Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e su crediti d'imposta | 33 | 35 | 2 |
| (251) | - Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount) | (132) | (116) | 16 |
| 28 | - Altri | 4 | 9 | 5 |
| (914) | | (691) | (452) | 239 |
| 187 | Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale | 90 | 75 | (15) |
| (727) | | (601) | (377) | 224 |

Gli **oneri finanziari netti** del primo semestre 2011 sono stati di 377 milioni di euro con una riduzione di 224 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010. Il miglioramento è dovuto essenzialmente alla variazione positiva di fair value di strumenti finanziari derivati su cambi (da un onere di 249 milioni di euro ad un provento di 192 milioni di euro) al netto del movimento delle diffe-

renze cambio per -238 milioni di euro. Tali strumenti finanziari derivati sono privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base allo IAS 39 e pertanto le relative variazioni di fair value sono imputate a conto economico. In aumento gli oneri finanziari sul debito dovuti all'incremento dei tassi d'interesse sui finanziamenti in euro (+0,4 punti percentuali l'Euribor).

Proventi (oneri) netti su partecipazione

L'analisi dei proventi (oneri) netti su partecipazioni relativa al primo semestre 2011 è illustrata nella tabella seguente:

| Primo semestre 2011 (milioni di euro) | Exploration & Production | Gas & Power | Refining & Marketing | Ingegneria & Costruzioni | Altri settori | Gruppo |
|--|-----------------------------|----------------|-------------------------|-----------------------------|---------------|------------|
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | 63 | 160 | 74 | 9 | (24) | 282 |
| Dividendi | 343 | 60 | 31 | | 3 | 437 |
| Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni | | | | | 1 | 1 |
| Altri proventi (oneri) netti | 2 | | | | (1) | 1 |
| | 408 | 220 | 105 | 9 | (21) | 721 |

I **proventi netti su partecipazioni** ammontano a 721 milioni di euro e riguardano: (i) le quote di competenza dei risultati netti di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (282 milioni di euro), principalmente nei settori Gas & Power e Refining & Marketing; (ii) i dividendi derivanti da partecipazioni valutate al costo (437 milioni di euro), in partico-

lare da Nigeria LNG Ltd. Inoltre, si rileva che nel semestre 2010 furono rilevate plusvalenze da cessione di partecipazioni (143 milioni di euro) riferite al provento rilevato a fronte della cessione delle partecipazioni in GreenStream (93 milioni di euro), compresa la rivalutazione dell'interessenza residua e nella società belga DistriRE SA (47 milioni di euro).

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

| Esercizio 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | Var. ass. |
|-------------------|--|----------------|------------|-----------|
| | | 2010 | 2011 | |
| 537 | Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | 292 | 282 | (10) |
| 264 | Dividendi | 242 | 437 | 195 |
| 332 | Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni | 143 | 1 | (142) |
| 23 | Altri proventi (oneri) netti | (5) | 1 | 6 |
| 1.156 | | 672 | 721 | 49 |

L'incremento di 49 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010 è dovuto ai maggiori risultati e dividendi dalle partici-

zioni nei settori Gas & Power ed Exploration & Production.

Imposte sul reddito

| Esercizio 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | |
|----------------------------|-------------------|----------------|--------------|------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. |
| Utile ante imposte | | | | |
| 1.582 | Italia | 1.841 | 1.328 | (513) |
| 14.958 | Estero | 7.382 | 8.464 | 1.082 |
| 16.540 | | 9.223 | 9.792 | 569 |
| Imposte sul reddito | | | | |
| 841 | Italia | 843 | 744 | (99) |
| 8.316 | Estero | 4.022 | 4.589 | 567 |
| 9.157 | | 4.865 | 5.333 | 468 |
| Tax rate (%) | | | | |
| 53,2 | Italia | 45,8 | 56,0 | 10,2 |
| 55,6 | Estero | 54,5 | 54,2 | (0,3) |
| 55,4 | | 52,7 | 54,5 | 1,8 |

Le **imposte sul reddito** (5.333 milioni di euro) sono aumentate di 468 milioni di euro, pari al 9,6%. 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 1,8 punti percentuali per effetto della rilevazione di oneri fiscali non correlati al risultato economico consolidato, quali quelli su dividendi infragruppo e oneri straordinari non deducibili relativi a un procedimento antitrust, e della maggiore incidenza dell'utile ante imposte realizzato dalle imprese estere del settore Exploration & Production che sostengono un tax rate supe-

riore al tax rate statutory italiano (37,9% per le imprese del settore energia).

Il tax rate adjusted, ottenuto da rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto dell'utile/perdita di magazzino e degli special item, è del 54,4% (54,9% nel primo semestre 2010).

Utile netto delle interessenze di terzi

L'**utile netto delle interessenze di terzi** (658 milioni di euro) riguarda essenzialmente Snam Rete Gas SpA (282 milioni di euro) e Saipem SpA (380 milioni di euro).

Risultati per settore di attività¹

Exploration & Production

| Esercizio 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | | |
|------------------------|--|----------------|--------------|--------------|-------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 13.866 | Utile operativo | 6.698 | 7.799 | 1.101 | 16,4 |
| 18 | Esclusione special item: | (138) | 147 | | |
| 127 | - svalutazioni di asset e altre attività | 29 | 141 | | |
| 30 | - oneri ambientali | | | | |
| (241) | - plusvalenze nette su cessione di asset | (167) | (28) | | |
| 97 | - oneri per incentivazione all'esodo | 8 | 4 | | |
| | - componente valutativa dei derivati su commodity | (8) | 30 | | |
| 5 | - altro | | | | |
| 13.884 | Utile operativo adjusted | 6.560 | 7.946 | 1.386 | 21,1 |
| (205) | Proventi (oneri) finanziari netti ^(a) | (106) | (116) | (10) | |
| 274 | Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a) | 266 | 412 | 146 | |
| (8.353) | Imposte sul reddito ^(a) | (4.036) | (4.725) | (689) | |
| 59,9 | Tax rate (%) | 60,1 | 57,3 | (2,8) | |
| 5.600 | Utile netto adjusted | 2.684 | 3.517 | 833 | 31,0 |
| I risultati includono: | | | | | |
| 7.051 | ammortamenti e svalutazioni di asset | 3.458 | 3.168 | (290) | (8,4) |
| di cui: | | | | | |
| 1.199 | ammortamenti di ricerca esplorativa | 630 | 576 | (54) | (8,6) |
| 802 | - costi di perforazione pozzi esplorativi e altro | 415 | 397 | (18) | (4,3) |
| 397 | - costi di prospezioni e studi geologici e geofisici | 215 | 179 | (36) | (16,7) |

(a) Escludono gli special item.

Nel primo semestre 2011 il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 7.946 milioni di euro con

un incremento di 1.386 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010, pari al 21,1%, per effetto essenzialmente dell'aumento del

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

prezzo di realizzo degli idrocarburi (petrolio +42,2%; gas naturale +6,7%) trainati dallo scenario petrolifero. Questo trend positivo è stato parzialmente compensato dagli effetti economici della perdita di produzione in Libia e dall'impatto negativo dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+5,6%, pari a circa 270 milioni di euro).

Gli **special item** di 147 milioni di euro di oneri netti hanno riguardato principalmente svalutazioni di proprietà a gas negli USA dovute a revisioni negative delle riserve e dello scenario dei prezzi del gas, plusvalenze sulla cessione di asset non strategici e la componente valutativa relativa alla porzione inefficace di strumenti derivati di copertura su commodity.

Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni è aumentato in media

del 42,2% nel semestre per effetto dell'andamento favorevole dello scenario (il marker Brent è aumentato del 43,9%). Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni è stato ridotto in media di 1,50 dollari/barile nel primo semestre 2011 per effetto del regolamento di strumenti derivati relativi alla vendita di 4,5 milioni di barili. Tali transazioni sono parte di quelle poste in essere per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi dalla vendita nel periodo 2008-2011 di circa 125,7 milioni di barili di riserve certe che residuano in 4,5 milioni di boe a fine giugno 2011.

Il prezzo medio di realizzo in dollari del gas è aumentato del 6,7% per effetto dei time-lag di indicizzazione ai parametri energetici contenute nelle formule di pricing e alla debolezza dei prezzi spot del gas in alcune aree (in particolare gli USA).

Nella tavola che segue sono rappresentati gli effetti delle operazioni di cash flow hedge descritte in precedenza.

| Petrolio | | Primo semestre | |
|--|---------------------|----------------|---------------|
| | | 2010 | 2011 |
| Volumi venduti | (milioni di barili) | 172,2 | 149,6 |
| Produzione coperta da strumenti derivati "cash flow hedge" | | 14,2 | 4,5 |
| Prezzo medio di realizzo escluso l'effetto degli strumenti derivati | (\$/barile) | 72,85 | 103,39 |
| Utile (perdita) realizzata dagli strumenti derivati | | (1,22) | (1,50) |
| Prezzo medio di realizzo | | 71,63 | 101,89 |

Gas & Power

| Esercizio 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | | |
|-------------------|---|----------------|--------------|--------------|---------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 2.896 | Utile operativo | 1.908 | 1.094 | (814) | (42,7) |
| (117) | Esclusione (utile) perdita di magazzino | (106) | (53) | | |
| 340 | Esclusione special item | 94 | 168 | | |
| | <i>di cui:</i> | | | | |
| (270) | Oneri (proventi) non ricorrenti | | | | |
| 610 | Altri special item: | 94 | 168 | | |
| 25 | - oneri ambientali | 4 | 4 | | |
| 436 | - svalutazioni | 10 | | | |
| 4 | - plusvalenze nette su cessione di asset | 1 | 5 | | |
| 78 | - accantonamento a fondo rischi | | | | |
| 75 | - oneri per incentivazione all'esodo | 8 | 6 | | |
| 30 | - componente valutativa dei derivati su commodity | 71 | 154 | | |
| (38) | - altro | | (1) | | |
| 3.119 | Utile operativo adjusted | 1.896 | 1.209 | (687) | (36,2) |
| 733 | Mercato | 665 | (95) | (760) | (114,3) |
| 2.043 | Business regolati Italia | 1.014 | 1.057 | 43 | 4,2 |
| 343 | Trasporto internazionale | 217 | 247 | 30 | 13,8 |
| 19 | Proventi (oneri) finanziari netti ^(a) | 7 | 21 | 14 | |
| 406 | Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a) | 195 | 219 | 24 | |
| (986) | Imposte sul reddito ^(a) | (622) | (447) | 175 | |
| 27,8 | Tax rate (%) | 29,6 | 30,8 | 1,2 | |
| 2.558 | Utile netto adjusted | 1.476 | 1.002 | (474) | (32,1) |

(a) Escludono gli special item.

Nel primo semestre 2011, il settore ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 1.209 milioni di euro con una diminuzione di 687 milioni

di euro rispetto al primo semestre 2010, pari al 36,2%, per effetto della sensibile flessione dell'attività Mercato (-760 milioni di euro),

attenuato dalla tenuta dei Business regolati Italia e del Trasporto internazionale (complessivamente +73 milioni di euro). Il risultato dell'attività Mercato non tiene conto dei possibili effetti delle rinegoziazioni in corso dei contratti di lungo termine la cui decorrenza economica, in caso di esito positivo, potrebbe essere anteriore al 30 giugno ed è influenzato da proventi su derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere considerati di copertura di 111 milioni di euro associabili a vendite future di gas ed energia elettrica, mentre il primo semestre 2010 non considera proventi di 82 milioni di euro realizzati in precedenti reporting period associabili alle vendite di periodo. Poiché gli IFRS non consentono il trattamento in hedge accounting di tali strumenti derivati impedendo il rinvio dei proventi menzionati al reporting period di manifestazione delle vendite sottostanti, è stata elaborata come misura alternativa di performance l'EBITDA pro-forma adjusted la quale, in sostanza, riproduce gli effetti economici che si sarebbero avuti qualora i predetti strumenti fossero stati considerati di copertura e i relativi proventi avessero influenzato i prezzi delle vendite cui sono associati. Tale misura alternativa di performance, anche tenuto conto dell'apporto in quota Eni dell'EBITDA delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto, evidenzia una flessione del risultato del Mercato che riflette i trend fondamentali del business.

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo adjusted ammontano a 168 milioni di euro di oneri netti e si riferiscono essenzialmente alla componente valutativa degli strumenti derivati su commodity dell'attività Mercato (154 milioni di euro) privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting previsto dallo IAS 39.

L'**utile netto adjusted** del primo semestre 2011 di 1.002 milioni di euro è diminuito di 474 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2010 (-32,1%) per effetto del peggioramento gestionale, i cui effetti sono stati assorbiti dai maggiori risultati delle entità valutate a costo.

Mercato

L'attività Mercato ha registrato la **perdita operativa adjusted** di 95 milioni di euro con un rilevante peggioramento rispetto all'utile operativo adjusted di 665 milioni di euro del semestre 2010. I driver della negativa performance del Mercato sono stati:

- i) la flessione dei margini di commercializzazione del gas in Italia

e nei mercati europei a causa della forte pressione competitiva, dell'eccesso di offerta e della contenuta dinamica della domanda che hanno determinato pressioni sui prezzi ai clienti finali;

- ii) la flessione dei margini di commercializzazione dell'energia elettrica;
- iii) le minori vendite agli importatori di gas libico;
- iv) l'effetto negativo del clima e dello scenario.

Tali fattori negativi sono stati in parte attenuati dall'incremento delle vendite nei mercati target europei e in Italia (nel complesso +14,8% le vendite delle società consolidate). Il risultato del semestre tiene inoltre conto di un onere da valutazione a fair value di 51 milioni di euro relativo a derivati su commodity attivati per la gestione attiva del margine economico, come previsto dal nuovo modello di business del Mercato.

Business regolati

Nel primo semestre 2011, l'**utile operativo adjusted** delle attività regolate in Italia di 1.057 milioni di euro è aumentato di 43 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010, pari al 4,2% grazie al contributo positivo di tutte le attività regolate.

In particolare, nonostante la flessione dei volumi trasportati dovuta alla contrazione della domanda gas in Italia, l'attività Trasporto ha incrementato dell'1,4% la performance operativa (+9 milioni di euro) per effetto in particolare dei benefici derivanti dalla redditività dei nuovi investimenti e delle azioni di efficienza intraprese.

Tali driver hanno inciso positivamente anche sui risultati dell'attività di Distribuzione (+25 milioni di euro, pari al 10,6%) che ha inoltre beneficiato di incrementi delle componenti tariffarie riconosciute dall'Autorità per l'energia e il gas a copertura degli ammortamenti. L'attività di Stoccaggio ha conseguito un utile operativo adjusted di 143 milioni di euro, in aumento rispetto al primo semestre 2010 (134 milioni di euro).

Trasporto internazionale

L'**utile operativo adjusted** del primo semestre 2011 di 247 milioni di euro è aumentato di 30 milioni di euro, pari al 13,8% rispetto al primo semestre 2010 per effetto principalmente del miglioramento della redditività del business in parte assorbito dall'impatto dell'interruzione delle attività sul gasdotto GreenStream.

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 2010 | | Primo semestre | | | |
|-------------------|--|----------------|--------------|--------------|---------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 3.853 | EBITDA pro-forma adjusted | 2.257 | 1.392 | (865) | (38,3) |
| 1.670 | Mercato | 1.155 | 222 | (933) | (80,8) |
| 116 | di cui: +/- rettifica derivati commodity | 82 | (111) | | |
| 1.486 | Business regolati Italia | 729 | 760 | 31 | 4,3 |
| 697 | Trasporto internazionale | 373 | 410 | 37 | 9,9 |

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 valutate con il metodo del patrimonio netto. Per Snam Rete Gas, in considerazione dello status di società quotata, si assume la quota di competenza Eni dei risultati (55,54% al 30 giugno 2011 determinata tenendo conto delle azioni proprie detenute dalla stessa società) nonostante si tratti di una società interamente consolidata. In considerazione della ristrutturazione delle attività regolate Italia con la cessione a Snam Rete Gas del 100% della società Stoccaggi Gas Italia SpA e Italgas, anche i risultati di queste società sono considerati secondo la stessa quota di competenza Eni (55,54%). Ai soli fini della determinazione dell'EBITDA pro-forma adjusted, l'utile operativo adjusted del settore Mercato è rettificato dell'effetto del re-

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

Refining & Marketing

| Esercizio 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | | |
|-------------------|---|----------------|--------------|--------------|---------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 149 | Utile operativo | 360 | 376 | 16 | 4,4 |
| (659) | Esclusione (utile) perdita di magazzino | (537) | (737) | | |
| 339 | Esclusione special item: | 31 | 71 | | |
| 169 | - oneri ambientali | 34 | 26 | | |
| 76 | - svalutazioni | 33 | 38 | | |
| (16) | - plusvalenze nette su cessione di asset | (10) | (9) | | |
| 2 | - accantonamenti a fondo rischi | | 5 | | |
| 113 | - oneri per incentivazione all'esodo | 6 | 8 | | |
| (10) | - componente valutativa dei derivati su commodity | (32) | (6) | | |
| 5 | - altro | | 9 | | |
| (171) | Utile operativo adjusted | (146) | (290) | (144) | (98,6) |
| 92 | Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a) | 66 | 38 | (28) | |
| 30 | Imposte sul reddito ^(a) | 31 | 76 | 45 | |
| .. | Tax rate (%) | .. | .. | .. | |
| (49) | Utile netto adjusted | (49) | (176) | (127) | .. |

(a) Escludono gli special item.

Nel primo semestre 2011, il settore ha conseguito la **perdita operativa adjusted** di 290 milioni di euro con un peggioramento di 144 milioni di euro, pari al 98,6%, che riflette il perdurare dei margini di raffinazione su livelli non remunerativi a causa degli elevati costi della materia prima non trasferiti sui prezzi finali dei prodotti penalizzati dalla domanda stagnante ed eccesso di capacità. Inoltre, il prezzo del petrolio ha trainato al rialzo i costi delle utility energetiche (in particolare degli oli combustibili), in aggiunta al deprezzamento dell'euro sul dollaro. Tali trend negativi sono stati attenuati dal miglioramento della redditività dei cicli complessi grazie alla riapertura del differenziale tra greggi leggeri e pesanti e al maggiore premio dei distillati pregiati

rispetto all'olio combustibile, nonché dalle iniziative di efficienza e ottimizzazione dei cicli di raffinazione. Il Marketing evidenzia una buona tenuta nonostante l'effetto negativo registrato in particolare nei primi mesi dell'anno dei repentini aumenti del costo dei prodotti trasferiti solo parzialmente nei prezzi sul mercato finale.

Gli **special item** esclusi dall'utile operativo adjusted (oneri di 71 milioni di euro) riguardano principalmente svalutazioni di investimenti eseguiti nel periodo per motivi di sicurezza su impianti di raffinazione e rete svalutati in precedenti esercizi, oneri ambientali e per incentivazione all'esodo.

Petrolchimica

| Esercizio 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | | |
|---|-------------------|----------------|-------------|-------------|-------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| (86) Utile operativo | | 53 | (5) | (58) | .. |
| (105) Esclusione (utile) perdita di magazzino | | (134) | (119) | | |
| 78 Esclusione special item | | 11 | 82 | | |
| <i>di cui:</i> | | | | | |
| Oneri (proventi) non ricorrenti | | | 10 | | |
| 78 Altri special item: | | 11 | 72 | | |
| 52 - svalutazioni | | 9 | 70 | | |
| 26 - oneri per incentivazione all'esodo | | 2 | 2 | | |
| (113) Utile operativo adjusted | | (70) | (42) | 28 | 40,0 |
| 1 Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a) | | 2 | 1 | (1) | |
| 27 Imposte sul reddito ^(a) | | 2 | 13 | 11 | |
| (85) Utile netto adjusted | | (66) | (28) | 38 | 57,6 |

(a) Escludono gli special item.

Nel primo semestre 2011, il settore ha registrato un miglioramento della **perdita operativa adjusted** che è stata ridotta di 28 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010, pari al 40% (da -70 milioni di euro nel semestre 2010 a -42 milioni di euro nel semestre 2011), dovuto al ritorno dei margini dei prodotti su livelli di redditività (in particolare le olefine).

Gli **special item** esclusi dalla perdita operativa di 82 milioni di euro di oneri netti si riferiscono essenzialmente a svalutazioni di investimenti di periodo effettuati su asset svalutati in precedenti esercizi.

Tra le componenti non ricorrenti dell'utile operativo si segnala l'accantonamento al fondo rischi a fronte di un procedimento antitrust nel settore europeo delle gomme sulla base di una recente sentenza della Corte di Giustizia europea.

Nel primo semestre 2011, il settore ha conseguito la **perdita netta adjusted** di 28 milioni di euro, con un miglioramento di 38 milioni di euro rispetto al primo semestre 2010 (+57,6%) per effetto della migliore performance operativa.

Ingegneria & Costruzioni

| Esercizio 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | | |
|--|-------------------|----------------|------------|-----------|-------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| 1.302 Utile operativo | | 625 | 720 | 95 | 15,2 |
| 24 Esclusione special item | | 7 | | | |
| <i>di cui:</i> | | | | | |
| 24 Oneri (proventi) non ricorrenti | | | | | |
| Altri special item: | | 7 | | | |
| 3 - svalutazioni | | | 14 | | |
| 5 - plusvalenze nette su cessione di asset | | | 3 | | |
| 14 - oneri per incentivazione all'esodo | | 7 | 1 | | |
| (22) - componente valutativa dei derivati su commodity | | | (18) | | |
| 1.326 Utile operativo adjusted | | 632 | 720 | 88 | 13,9 |
| 33 Proventi (oneri) finanziari netti ^(a) | | 47 | | (47) | |
| 10 Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a) | | (3) | 9 | 12 | |
| (375) Imposte sul reddito ^(a) | | (206) | (193) | 13 | |
| 27,4 Tax rate ^(%) | | 30,5 | 26,5 | (4,0) | |
| 994 Utile netto adjusted | | 470 | 536 | 66 | 14,0 |

(a) Escludono gli special item.

Nel primo semestre 2011, il settore Ingegneria & Costruzioni ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di 720 milioni di euro con un aumento di 88 milioni di euro rispetto al semestre 2010, pari al 13,9%, per effetto della crescita del volume di affari e della maggiore redditività delle commesse nel business Engineering & Construction.

L'**utile netto adjusted** di 536 milioni di euro aumenta di 66 milioni di euro rispetto al semestre 2010 per effetto della migliore performance operativa.

Altre attività ^(a)

| Esercizio 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | | |
|-------------------|---|----------------|--------------|-----------|-------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| (1.384) | Utile operativo | (175) | (165) | 10 | 5,7 |
| 1.179 | Esclusione special item | 67 | 60 | | |
| | <i>di cui:</i> | | | | |
| | Oneri (proventi) non ricorrenti | | 59 | | |
| 1.179 | Altri special item: | 67 | 1 | | |
| 1.145 | - oneri ambientali | 53 | 12 | | |
| 8 | - svalutazioni | 8 | 2 | | |
| 7 | - accantonamenti a fondo rischi | 6 | (1) | | |
| 10 | - oneri per incentivazione all'esodo | 1 | 1 | | |
| 9 | - altro | (1) | (13) | | |
| (205) | Utile operativo adjusted | (108) | (105) | 3 | 2,8 |
| (9) | Proventi (oneri) finanziari netti ^(b) | (10) | 4 | 14 | |
| (2) | Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b) | (4) | | 4 | |
| (216) | Utile netto adjusted | (122) | (101) | 21 | 17,2 |

(a) A partire dal 2010 gli oneri ambientali sostenuti da Eni SpA per effetto delle garanzie intersocietarie verso Syndial sono riportati ai fini della segment information nelle "Altre Attività". I periodi di confronto sono stati riclassificati per omogeneità.

(b) Escludono gli special item.

Corporate e società finanziarie ^(a)

| Esercizio 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | | |
|-------------------|---|----------------|--------------|-------------|---------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. | Var. % |
| (361) | Utile operativo | (152) | (188) | (36) | (23,7) |
| 96 | Esclusione special item: | 12 | 35 | | |
| 88 | - oneri per incentivazione all'esodo | 12 | 12 | | |
| 8 | - accantonamenti a fondo rischi | | | | |
| | - altro | | 23 | | |
| (265) | Utile operativo adjusted | (140) | (153) | (13) | (9,3) |
| (530) | Proventi (oneri) finanziari netti ^(b) | (492) | (284) | 208 | |
| | Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b) | (1) | | 1 | |
| 96 | Imposte sul reddito ^(b) | 144 | 94 | (50) | |
| (699) | Utile netto adjusted | (489) | (343) | 146 | 29,9 |

(a) A partire dal 2010 gli oneri ambientali sostenuti da Eni SpA per effetto delle garanzie intersocietarie verso Syndial sono riportati ai fini della segment information nelle "Altre Attività". I periodi di confronto sono stati riclassificati per omogeneità.

(b) 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, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su commodity e le differenze di cambio. 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 (34% 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 U.S. GAAP. Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento del 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. L'utile netto adjusted di settore è utilizzato dal management nel calcolo della redditività del capitale investito netto di settore (ROACE di settore).

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, costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o di diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo. 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; oppure (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. 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 commodity privi dei requisiti formali per il trattamento contabile dell'hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura).

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. Inoltre, sono esclusi gli oneri/proventi relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su commodity e le differenze di cambio. Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accrretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare, le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

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

Primo semestre 2011

| (milioni di euro) | E&P | G&P | R&M | Petrochimica | Ingegneria & Costruzioni | Altre attività | Corporate e società finanziarie | Effetto eliminazione utili interni | Gruppo |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|-----------------------------|----------------|------------------------------------|--|--------------|
| Utile operativo | 7.799 | 1.094 | 376 | (5) | 720 | (165) | (188) | (183) | 9.448 |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | (53) | (737) | (119) | | | | | (909) |
| Esclusione special item | | | | | | | | | |
| <i>di cui:</i> | | | | | | | | | |
| Oneri (proventi) non ricorrenti | | | | 10 | | 59 | | | 69 |
| Altri special item | 147 | 168 | 71 | 72 | | 1 | 35 | | 494 |
| - oneri ambientali | | 4 | 26 | | | 12 | | | 42 |
| - svalutazioni | 141 | | 38 | 70 | 14 | 2 | | | 265 |
| - plusvalenze nette su cessione di asset | (28) | 5 | (9) | | 3 | | | | (29) |
| - accantonamenti a fondo rischi | | | 5 | | | (1) | | | 4 |
| - oneri per incentivazione all'esodo | 4 | 6 | 8 | 2 | 1 | 1 | 12 | | 34 |
| - componente valutativa dei derivati su commodity | 30 | 154 | (6) | | (18) | | | | 160 |
| - altro | | (1) | 9 | | | (13) | 23 | | 18 |
| Special item dell'utile operativo | 147 | 168 | 71 | 82 | | 60 | 35 | | 563 |
| Utile operativo adjusted | 7.946 | 1.209 | (290) | (42) | 720 | (105) | (153) | (183) | 9.102 |
| Proventi (oneri) finanziari netti ^(a) | (116) | 21 | | | | 4 | (284) | | (375) |
| Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a) | 412 | 219 | 38 | 1 | 9 | | | | 679 |
| Imposte sul reddito ^(a) | (4.725) | (447) | 76 | 13 | (193) | | 94 | 68 | (5.114) |
| Tax rate (%) | 57,3 | 30,8 | .. | | 26,5 | | | | 54,4 |
| Utile netto adjusted | 3.517 | 1.002 | (176) | (28) | 536 | (101) | (343) | (115) | 4.292 |
| <i>di competenza:</i> | | | | | | | | | |
| - interessenze di terzi | | | | | | | | | 658 |
| - azionisti Eni | | | | | | | | | 3.634 |
| Utile netto di competenza azionisti Eni | | | | | | | | | 3.801 |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b) | | | | | | | | | (644) |
| Esclusione special item: | | | | | | | | | 477 |
| - oneri (proventi) non ricorrenti | | | | | | | | | 69 |
| - altri special item | | | | | | | | | 408 |
| Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni | | | | | | | | | 3.634 |

(a) Escludono gli special item.

(b) Di cui 67 milioni di euro riferiti alle entità valutate all'equity.

Primo semestre 2010

| (milioni di euro) | E&P | G&P | R&M | Petrochimica | Ingegneria & Costruzioni | Altre attività | Corporate e società finanziarie | Effetto eliminazione utili interni | Gruppo |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|-----------------------------|----------------|------------------------------------|--|--------------|
| Utile operativo | 6.698 | 1.908 | 360 | 53 | 625 | (175) | (152) | (165) | 9.152 |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | (106) | (537) | (134) | | | | | (777) |
| Esclusione special item | | | | | | | | | |
| - oneri ambientali | | 4 | 34 | | | 53 | | | 91 |
| - svalutazioni | 29 | 10 | 33 | 9 | | 8 | | | 89 |
| - plusvalenze nette su cessione di asset | (167) | 1 | (10) | | | | | | (176) |
| - accantonamenti a fondo rischi | | | | | | 6 | | | 6 |
| - oneri per incentivazione all'esodo | 8 | 8 | 6 | 2 | 7 | 1 | 12 | | 44 |
| - componente valutativa dei derivati su commodity | (8) | 71 | (32) | | | | | | 31 |
| - altro | | | | | | (1) | | | (1) |
| Special item dell'utile operativo | (138) | 94 | 31 | 11 | 7 | 67 | 12 | | 84 |
| Utile operativo adjusted | 6.560 | 1.896 | (146) | (70) | 632 | (108) | (140) | (165) | 8.459 |
| Proventi (oneri) finanziari netti ^(a) | (106) | 7 | | | 47 | (10) | (492) | | (554) |
| Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a) | 266 | 195 | 66 | 2 | (3) | (4) | (1) | | 521 |
| Imposte sul reddito ^(a) | (4.036) | (622) | 31 | 2 | (206) | | 144 | 62 | (4.625) |
| Tax rate (%) | 60,1 | 29,6 | .. | | 30,5 | | | | 54,9 |
| Utile netto adjusted | 2.684 | 1.476 | (49) | (66) | 470 | (122) | (489) | (103) | 3.801 |
| <i>di competenza:</i> | | | | | | | | | |
| - interessenze di terzi | | | | | | | | | 312 |
| - azionisti Eni | | | | | | | | | 3.489 |
| Utile netto di competenza azionisti Eni | | | | | | | | | 4.046 |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b) | | | | | | | | | (530) |
| Esclusione special item | | | | | | | | | (27) |
| Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni | | | | | | | | | 3.489 |

(a) Escludono gli special item.

(b) Di cui 33 milioni di euro riferiti alle entità valutate all'equity.

Esercizio 2010

| (milioni di euro) | E&P | G&P | R&M | Petrochimica | Ingegneria & Costruzioni | Altre attività | Corporate e società finanziarie | Effetto eliminazione utili interni | Gruppo |
|---|---------------|--------------|--------------|--------------|-----------------------------|----------------|------------------------------------|--|---------------|
| Utile operativo | 13.866 | 2.896 | 149 | (86) | 1.302 | (1.384) | (361) | (271) | 16.111 |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | (117) | (659) | (105) | | | | | (881) |
| Esclusione special item | | | | | | | | | |
| <i>di cui:</i> | | | | | | | | | |
| Oneri (proventi) non ricorrenti | | (270) | | | 24 | | | | (246) |
| Altri special item | 18 | 610 | 339 | 78 | | 1.179 | 96 | | 2.320 |
| - oneri ambientali | 30 | 25 | 169 | | | 1.145 | | | 1.369 |
| - svalutazioni | 127 | 436 | 76 | 52 | 3 | 8 | | | 702 |
| - plusvalenze nette su cessione di asset | (241) | 4 | (16) | | 5 | | | | (248) |
| - accantonamenti a fondo rischi | | 78 | 2 | | | 7 | 8 | | 95 |
| - oneri per incentivazione all'esodo | 97 | 75 | 113 | 26 | 14 | 10 | 88 | | 423 |
| - componente valutativa dei derivati su commodity | | 30 | (10) | | (22) | | | | (2) |
| - altro | 5 | (38) | 5 | | | 9 | | | (19) |
| Special item dell'utile operativo | 18 | 340 | 339 | 78 | 24 | 1.179 | 96 | | 2.074 |
| Utile operativo adjusted | 13.884 | 3.119 | (171) | (113) | 1.326 | (205) | (265) | (271) | 17.304 |
| Proventi (oneri) finanziari netti ^(a) | (205) | 19 | | | 33 | (9) | (530) | | (692) |
| Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a) | 274 | 406 | 92 | 1 | 10 | (2) | | | 781 |
| Imposte sul reddito ^(a) | (8.353) | (986) | 30 | 27 | (375) | | 96 | 102 | (9.459) |
| Tax rate (%) | 59,9 | 27,8 | .. | | 27,4 | | | | 54,4 |
| Utile netto adjusted | 5.600 | 2.558 | (49) | (85) | 994 | (216) | (699) | (169) | 7.934 |
| <i>di competenza:</i> | | | | | | | | | |
| - interessenze di terzi | | | | | | | | | 1.065 |
| - azionisti Eni | | | | | | | | | 6.869 |
| Utile netto di competenza azionisti Eni | | | | | | | | | 6.318 |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b) | | | | | | | | | (610) |
| Esclusione special item | | | | | | | | | 1.161 |
| - oneri (proventi) non ricorrenti | | | | | | | | | (246) |
| - altri special item | | | | | | | | | 1.407 |
| Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni | | | | | | | | | 6.869 |

(a) Escludono gli special item.

(b) Di cui 51 milioni di euro riferiti alle entità valutate all'equity.

Dettaglio degli special item

| Esercizio 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | |
|-------------------|--|----------------|--------------|
| | | 2010 | 2011 |
| (246) | Oneri (proventi) non ricorrenti | | 69 |
| | <i>di cui:</i> | | |
| (246) | - sanzioni (utilizzi) a fronte di procedimenti antitrust, regolatori e altre | | 69 |
| 2.320 | Altri special item | 84 | 494 |
| 1.369 | - oneri ambientali | 91 | 42 |
| 702 | - svalutazioni | 89 | 265 |
| (248) | - plusvalenze nette su cessione di asset | (176) | (29) |
| 95 | - accantonamenti a fondo rischi | 6 | 4 |
| 423 | - oneri per incentivazione all'esodo | 44 | 34 |
| (2) | - componente valutativa dei derivati su commodity | 31 | 160 |
| (19) | - altro | (1) | 18 |
| 2.074 | Special item dell'utile operativo | 84 | 563 |
| 35 | Oneri (proventi) finanziari netti | 47 | 2 |
| (324) | Oneri (proventi) su partecipazioni | (118) | 25 |
| | <i>di cui:</i> | | |
| (332) | - plusvalenze da cessione | (140) | |
| 28 | - svalutazioni | 20 | |
| (624) | Imposte sul reddito | (40) | (113) |
| | <i>di cui:</i> | | |
| 29 | - linearizzazione effetto fiscale dividendi Eni SpA e altri special item | 42 | 71 |
| (653) | - fiscalità su special item dell'utile operativo | (82) | (184) |
| 1.161 | Totale special item dell'utile netto | (27) | 477 |

Dettaglio delle svalutazioni

| Esercizio 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | Var. ass. |
|-------------------|--|----------------|------------|------------|
| | | 2010 | 2011 | |
| 268 | Svalutazione asset materiali/immateriali | 89 | 265 | 176 |
| 430 | Svalutazione goodwill | | | |
| | Rivalutazioni | | (8) | (8) |
| 698 | Sub totale | 89 | 257 | 168 |
| 4 | Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti | | | |
| 702 | Totale svalutazioni | 89 | 257 | 168 |

Stato patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory pubblicato nel bilancio e nella relazione semestrale 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 in-

formativa 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 2010 | 30 giugno 2011 | Var. ass. |
|---|---------------------|-------------------|--------------|
| Capitale immobilizzato | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | 67.404 | 67.162 | (242) |
| Rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo | 2.024 | 2.370 | 346 |
| Attività immateriali | 11.172 | 10.891 | (281) |
| Partecipazioni | 6.090 | 6.079 | (11) |
| Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa | 1.743 | 1.746 | 3 |
| Debiti netti relativi all'attività di investimento | (970) | (1.130) | (160) |
| | 87.463 | 87.118 | (345) |
| Capitale di esercizio netto | | | |
| Rimanenze | 6.589 | 6.911 | 322 |
| Crediti commerciali | 17.221 | 15.277 | (1.944) |
| Debiti commerciali | (13.111) | (11.293) | 1.818 |
| Debiti tributari e fondo imposte netto | (2.684) | (3.753) | (1.069) |
| Fondi per rischi e oneri | (11.792) | (11.743) | 49 |
| Altre attività (passività) d'esercizio | (1.286) | (180) | 1.106 |
| | (5.063) | (4.781) | 282 |
| Fondi per benefici ai dipendenti | (1.032) | (1.064) | (32) |
| Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili | 479 | 409 | (70) |
| CAPITALE INVESTITO NETTO | 81.847 | 81.682 | (165) |
| Patrimonio netto degli azionisti Eni | 51.206 | 50.942 | (264) |
| Interessenze di terzi | 4.522 | 4.762 | 240 |
| PATRIMONIO NETTO | 55.728 | 55.704 | (24) |
| Indebitamento finanziario netto | 26.119 | 25.978 | (141) |
| COPERTURE | 81.847 | 81.682 | (165) |

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

L'apprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2010 (cambio EUR/USD 1,445 al 30 giugno 2011, contro 1,336 al 31 dicembre 2010, +8%) ha determinato nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 30 giugno 2011, una riduzione del capitale investito netto di 2.766 milioni di euro, del patrimonio netto di 2.374 milioni di euro e dell'indebitamento finanziario netto di 392 milioni di euro. L'effetto conversione sul patrimonio netto unitamente al pagamento dividendi sono stati compensati dall'utile di periodo e dalla leggera flessione dell'indebitamento finanziario netto mantenendo stabile a 0,47 il leverage consolidato al 30 giugno 2011 rispetto al 31 dicembre 2010.

Il **capitale investito netto** al 30 giugno 2011 ammonta a 81.682 milioni di euro con una riduzione di 165 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010.

Capitale immobilizzato

Il **capitale immobilizzato** (87.118 milioni di euro) è diminuito di 345 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010 per effetto principalmente delle differenze negative di cambio da conversione, in parte assorbite dal saldo positivo tra gli investimenti tecnici (6.615 milioni di euro) e gli ammortamenti/svalutazioni sostenuti nel periodo (4.278 milioni di euro).

Capitale di esercizio netto

Il **capitale di esercizio netto** (-4.781 milioni di euro) evidenzia un modesto aumento (+282 milioni di euro) per effetto della riduzione di passività ed incremento di attività (+1.106 milioni di euro) dovuto principalmente al pagamento del debito in essere a fine 2010 verso i fornitori di gas relativo alla posizione di take-or-pay maturata nell'anno 2010 (170 milioni di euro), e alla maggiore posizione netta verso

partner nell'attività in joint-venture e crediti per dividendi verso entità valutate al costo nel settore Exploration & Production (complessivamente 300 milioni di euro). Questo flusso è stato parzialmente compensato dall'incremento della voce debiti tributari e fondo imposte netto dovuto allo stanziamento delle imposte di periodo (-1.069 milioni di euro). La riduzione dei crediti commerciali di 1.944 milioni di euro è stata assorbita da un decremento di importo sostanzialmente analogo dei debiti commerciali (1.818 milioni di euro).

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (409 milioni di euro) riguardano principalmente le società Gas Brasiliano Distribuidora SA la cui vendita è stata perfezionata successivamente alla data del 30 giugno, TAG GmbH, per la quale è stato stipulato un accordo preliminare di vendita, e le società del trasporto internazionale del gas in Germania e Svizzera per le quali è in corso il piano di dismissione nell'ambito degli impegni di cessione assunti nei confronti della Commissione Europea.

Return On Average Capital Employed (ROACE)

Indice di rendimento del capitale investito. Per il Gruppo, è calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted, prima degli interessi di terzi azionisti e rettificato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio. L'effetto fiscale correlato agli oneri finanziari è determinato in base all'aliquota del 34% prevista dalla normativa fiscale italiana. Il capitale investito finale utilizzato per il calcolo del

capitale investito netto medio è rettificato dell'utile/perdita di magazzino rilevata nell'esercizio al netto del relativo effetto fiscale. Per i settori di attività, il ROACE è calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted e il capitale investito netto medio di competenza di ciascun settore, rettificando il capitale investito netto finale dell'utile/perdita di magazzino al netto del relativo effetto fiscale per i settori dove il fenomeno è presente.

| Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi al 30 giugno 2011 | (milioni di euro) | Exploration & Production | Gas & Power | Refining & Marketing | Gruppo |
|---|-------------------|--------------------------|---------------|----------------------|---------------|
| Utile netto adjusted | | 6.433 | 2.084 | (176) | 8.425 |
| Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale) | | - | - | - | 409 |
| Utile netto adjusted unlevered | | 6.433 | 2.084 | (176) | 8.834 |
| Capitale investito netto adjusted | | | | | |
| - ad inizio periodo | | 38.847 | 25.524 | 8.533 | 80.717 |
| - a fine periodo | | 36.487 | 27.325 | 8.508 | 80.958 |
| Capitale investito netto medio adjusted | | 37.667 | 26.425 | 8.521 | 80.838 |
| ROACE adjusted (%) | | 17,1 | 7,9 | (2,1) | 10,9 |

| Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi al 30 giugno 2010 | (milioni di euro) | Exploration & Production | Gas & Power | Refining & Marketing | Gruppo |
|---|-------------------|--------------------------|---------------|----------------------|---------------|
| Utile netto adjusted | | 4.646 | 2.907 | (215) | 6.841 |
| Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale) | | - | - | - | 341 |
| Utile netto adjusted unlevered | | 4.646 | 2.907 | (215) | 7.182 |
| Capitale investito netto adjusted | | | | | |
| - ad inizio periodo | | 30.489 | 23.614 | 7.359 | 68.564 |
| - a fine periodo | | 38.847 | 25.539 | 7.932 | 80.048 |
| Capitale investito netto medio adjusted | | 34.668 | 24.577 | 7.646 | 74.306 |
| ROACE adjusted (%) | | 13,4 | 11,8 | (2,8) | 9,7 |

| Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi al 31 dicembre 2010 | (milioni di euro) | Exploration & Production | Gas & Power | Refining & Marketing | Gruppo |
|---|-------------------|--------------------------|---------------|----------------------|---------------|
| Utile netto adjusted | | 5.600 | 2.558 | (49) | 7.934 |
| Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale) | | - | - | - | 337 |
| Utile netto adjusted unlevered | | 5.600 | 2.558 | (49) | 8.271 |
| Capitale investito netto adjusted | | | | | |
| - ad inizio periodo | | 32.455 | 24.754 | 8.105 | 73.106 |
| - a fine periodo | | 37.646 | 27.270 | 7.859 | 81.237 |
| Capitale investito netto medio adjusted | | 35.051 | 26.012 | 7.982 | 77.172 |
| ROACE adjusted (%) | | 16,0 | 9,8 | (0,6) | 10,7 |

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 degli interessi di terzi azionisti. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado di so-

lidità 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 2010 | 30 giugno 2011 | Var. ass. |
|---|---------------------|-------------------|--------------|
| Debiti finanziari e obbligazionari | 27.783 | 27.594 | (189) |
| <i>Debiti finanziari a breve termine</i> | 7.478 | 5.573 | (1.905) |
| <i>Debiti finanziari a lungo termine</i> | 20.305 | 22.021 | 1.716 |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | (1.549) | (1.474) | 75 |
| Titoli non strumentali all'attività operativa | (109) | (131) | (22) |
| Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | (6) | (11) | (5) |
| Indebitamento finanziario netto | 26.119 | 25.978 | (141) |
| Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi azionisti | 55.728 | 55.704 | (24) |
| Leverage | 0,47 | 0,47 | |

L'**indebitamento finanziario netto** al 30 giugno 2011 di 25.978 milioni di euro è diminuito di 141 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2010.

I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a 27.594 milioni di euro, di cui 5.573 milioni di euro a breve termine (comprensivi delle

quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di 1.216 milioni di euro) e 22.021 milioni di euro a lungo termine.

Il **leverage**, rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi, è pari a 0,47 in linea rispetto al livello al 31 dicembre 2010.

Prospetto dell'utile complessivo

| (milioni di euro) | Primo semestre | |
|---|----------------|----------------|
| | 2010 | 2011 |
| Utile netto | 4.358 | 4.459 |
| Altre componenti dell'utile complessivo: | | |
| <i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i> | 4.974 | (2.374) |
| <i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i> | 342 | 120 |
| <i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i> | | (6) |
| <i>Quota di pertinenza delle altre componenti dell'utile complessivo delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i> | (16) | 5 |
| <i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo</i> | (134) | (48) |
| | 5.166 | (2.303) |
| Totale utile complessivo | 9.524 | 2.156 |
| di competenza: | | |
| - azionisti Eni | 9.118 | 1.549 |
| - interessenze di terzi | 406 | 607 |

Patrimonio netto

| (milioni di euro) | | |
|---|---------|---------------|
| Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2010 | | 55.728 |
| Totale utile complessivo del periodo | 2.156 | |
| Dividendi distribuiti agli azionisti Eni | (1.811) | |
| Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate | (397) | |
| Diritti decaduti stock option | (6) | |
| Costo di competenza stock option assegnate | 2 | |
| Altre variazioni | 32 | |
| Totale variazioni | | (24) |
| Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2011 | | 55.704 |
| <i>di competenza:</i> | | |
| - azionisti Eni | | 50.942 |
| - interessenze di terzi | | 4.762 |

Il **patrimonio netto comprese le interessenze di terzi** (55.704 milioni di euro) è sostanzialmente invariato rispetto a fine 2010. L'incremento riferito all'utile complessivo di periodo (2.156 milioni di euro) dato dall'utile di conto economico di 4.459 milioni di euro parzialmente compensato dalle differenze cambio negative da

conversione (-2.374 milioni di euro) e altre voci rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo, è stato assorbito dal pagamento del saldo dividendo da parte di Eni (1.811 milioni di euro) e dei dividendi agli azionisti di minoranza di Saipem, Snam Rete Gas e altre entità minori (397 milioni di euro).

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 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | Var. ass. |
|-------------------|--|----------------|--------------|--------------|
| | | 2010 | 2011 | |
| 7.383 | Utile netto | 4.358 | 4.459 | 101 |
| | <i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i> | | | |
| 9.024 | - ammortamenti e altri componenti non monetari | 4.403 | 3.942 | (461) |
| (552) | - plusvalenze nette su cessioni di attività | (244) | (28) | 216 |
| 9.368 | - dividendi, interessi e imposte | 4.833 | 5.187 | 354 |
| (1.720) | Variazione del capitale di esercizio | 113 | (362) | (475) |
| (8.809) | Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati | (4.324) | (4.602) | (278) |
| 14.694 | Flusso di cassa netto da attività operativa | 9.139 | 8.596 | (543) |
| (13.870) | Investimenti tecnici | (7.107) | (6.615) | 492 |
| (410) | Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda | (115) | (128) | (13) |
| 1.113 | Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate | 795 | 103 | (692) |
| 228 | Altre variazioni relative all'attività di investimento | (206) | 100 | 306 |
| 1.755 | Free cash flow | 2.506 | 2.056 | (450) |
| 2.272 | Variazione debiti finanziari correnti e non correnti | (366) | 113 | 479 |
| (26) | Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa ^(b) | 6 | (20) | (26) |
| (4.099) | Flusso di cassa del capitale proprio | (2.148) | (2.176) | (28) |
| 39 | Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità | 69 | (48) | (117) |
| (59) | FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO | 67 | (75) | (142) |

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

| Esercizio 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | Var. ass. |
|-------------------|---|----------------|--------------|--------------|
| | | 2010 | 2011 | |
| 1.755 | Free cash flow | 2.506 | 2.056 | (450) |
| (33) | Debiti e crediti finanziari società acquisite | | | |
| (687) | Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni | (645) | 261 | 906 |
| (4.099) | Flusso di cassa del capitale proprio | (2.148) | (2.176) | (28) |
| (3.064) | VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO | (287) | 141 | 428 |

(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 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | |
|-------------------|--|----------------|-------------|-------------|
| | | 2010 | 2011 | Var. ass. |
| | Investimenti: | | | |
| (50) | - titoli | (13) | (24) | (11) |
| (13) | - crediti finanziari | (2) | (43) | (41) |
| (63) | | (15) | (67) | (52) |
| | Disinvestimenti: | | | |
| 5 | - titoli | 8 | | (8) |
| 32 | - crediti finanziari | 13 | 47 | 34 |
| 37 | | 21 | 47 | 26 |
| (26) | Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa | 6 | (20) | (26) |

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo semestre 2011 di 8.596 milioni di euro unitamente agli incassi da dismissioni (103 milioni di euro), ha assorbito i fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (6.615 milioni di euro) e al pagamento dei dividendi di 2.208 milioni di euro (di cui 1.811 milioni di euro relativi al saldo dividendo 2010 agli azionisti Eni e i rimanenti agli azionisti di minoranza in particolare di Snam Rete Gas e Saipem), determinando

una riduzione di 141 milioni di euro dell'indebitamento finanziario netto a fine periodo rispetto al dato di bilancio. Il flusso di cassa del semestre è stato penalizzato dal saldo negativo di 99 milioni di euro dato dal factoring del quarto trimestre 2010 di crediti commerciali con scadenza successiva al 31 dicembre 2010 (1.279 milioni di euro) e il factoring del semestre corrente di crediti commerciali con scadenza successiva al 30 giugno 2011 (1.180 milioni di euro).

Investimenti tecnici

| Esercizio 2010 | (milioni di euro) | Primo semestre | | Var. ass. | Var. % |
|-------------------|------------------------------------|----------------|--------------|--------------|--------------|
| | | 2010 | 2011 | | |
| 9.690 | Exploration & Production | 5.150 | 4.719 | (431) | (8,4) |
| 1.685 | Gas & Power | 677 | 725 | 48 | 7,1 |
| 711 | Refining & Marketing | 267 | 316 | 49 | 18,4 |
| 251 | Petrolchimica | 71 | 115 | 44 | 62,0 |
| 1.552 | Ingegneria & Costruzioni | 792 | 551 | (241) | (30,4) |
| 22 | Altre attività | 19 | 3 | (16) | (84,2) |
| 109 | Corporate e società finanziarie | 50 | 62 | 12 | 24,0 |
| (150) | Effetto eliminazione utili interni | 81 | 124 | 43 | |
| 13.870 | Investimenti tecnici | 7.107 | 6.615 | (492) | (6,9) |

Gli **investimenti tecnici** di 6.615 milioni di euro (7.107 milioni di euro nel primo semestre 2010) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (3.432 milioni di euro) in particolare in Algeria, Kazakistan, Norvegia, Stati Uniti, Italia e Congo nonché l'assegnazione di blocchi e quote in permessi petroliferi per 757 milioni di euro principalmente in Nigeria;
- le attività di ricerca esplorativa (489 milioni di euro), con investimenti concentrati per il 96% all'estero, in particolare in Angola, Ghana, Australia, Stati Uniti, Egitto, Indonesia e Norvegia;
- lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto in Italia (374 milioni di euro) e di distribuzione del gas (152 milioni di euro), nonché lo sviluppo e l'incremento della capacità di stoccaggio (131 milioni di euro);
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (249 milioni di euro)

per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, nonché la ristrutturazione e il rebranding di stazioni di servizio in Italia e all'estero (61 milioni di euro);

- il settore Ingegneria & Costruzioni (551 milioni di euro) per l'upgrading della flotta.

Le **dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate** (103 milioni di euro) hanno riguardato principalmente asset marginali del settore E&P.

Il **flusso di cassa del capitale proprio** (2.176 milioni di euro) ha riguardato il pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (1.811 milioni di euro relativi al saldo dividendo 2010) e i pagamenti di dividendi agli azionisti di Snam Rete Gas e Saipem e altre minority (397 milioni di euro).

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

Stato patrimoniale riclassificato

| (milioni di euro) | | 31 dicembre 2010 | | 30 giugno 2011 | |
|--|---|-------------------------|---------------------------------|-------------------------|---------------------------------|
| 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 | | | 67.404 | | 67.162 |
| Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo | | | 2.024 | | 2.370 |
| Attività immateriali | | | 11.172 | | 10.891 |
| "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni" | | | 6.090 | | 6.079 |
| Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa | (vedi nota 5 e nota 11) | | 1.743 | | 1.746 |
| Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da: | | | (970) | | (1.130) |
| - crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento | (vedi nota 5) | 86 | | 34 | |
| - crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento | (vedi nota 13) | 800 | | 688 | |
| - debiti per attività di investimento | (vedi nota 15) | (1.856) | | (1.852) | |
| Totale Capitale immobilizzato | | | 87.463 | | 87.118 |
| Capitale di esercizio netto | | | | | |
| Rimanenze | | | 6.589 | | 6.911 |
| Crediti commerciali | (vedi nota 5) | | 17.221 | | 15.277 |
| Debiti commerciali | (vedi nota 15) | | (13.111) | | (11.293) |
| Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da: | | | (2.684) | | (3.753) |
| - passività per imposte sul reddito correnti | | (1.515) | | (2.100) | |
| - passività per altre imposte correnti | | (1.659) | | (2.271) | |
| - passività per imposte differite | | (5.924) | | (5.803) | |
| - altre passività per imposte | (vedi nota 21) | (40) | | | |
| - attività per imposte sul reddito correnti | | 467 | | 231 | |
| - attività per altre imposte correnti | | 938 | | 864 | |
| - attività per imposte anticipate | | 4.864 | | 5.028 | |
| - altre attività per imposte | (vedi nota 13) | 185 | | 298 | |
| Fondi per rischi ed oneri | | | (11.792) | | (11.743) |
| Altre attività (passività), composte da: | | | (1.286) | | (180) |
| - titoli strumentali all'attività operativa | (vedi nota 4) | 273 | | 229 | |
| - crediti finanziari strumentali all'attività operativa | (vedi nota 5) | 436 | | 420 | |
| - altri crediti | (vedi nota 5) | 5.667 | | 6.270 | |
| - altre attività (correnti) | | 1.350 | | 1.358 | |
| - altri crediti e altre attività | (vedi nota 13) | 2.370 | | 2.727 | |
| - acconti e anticipi, altri debiti | (vedi nota 15) | (7.608) | | (7.128) | |
| - altre passività (correnti) | | (1.620) | | (1.480) | |
| - altri debiti, altre passività | (vedi nota 21) | (2.154) | | (2.576) | |
| Totale Capitale di esercizio netto | | | (5.063) | | (4.781) |
| Fondi per benefici ai dipendenti | | | (1.032) | | (1.064) |
| Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili | | | 479 | | 409 |
| composte da: | | | | | |
| - attività destinate alla vendita | | 517 | | 480 | |
| - passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita | | (38) | | (71) | |
| CAPITALE INVESTITO NETTO | | | 81.847 | | 81.682 |
| Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi | | | 55.728 | | 55.704 |
| Indebitamento finanziario netto | | | | | |
| Debiti finanziari e obbligazioni, composti da: | | | 27.783 | | 27.594 |
| - passività finanziarie a lungo termine | | 20.305 | | 22.021 | |
| - quote a breve di passività finanziarie a lungo termine | | 963 | | 1.216 | |
| - passività finanziarie a breve termine | | 6.515 | | 4.357 | |
| a dedurre: | | | | | |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | | | (1.549) | | (1.474) |
| Titoli non strumentali all'attività operativa | (vedi nota 4) | | (109) | | (131) |
| Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | (vedi nota 5) | | (6) | | (11) |
| Totale Indebitamento finanziario netto ^(a) | | | 26.119 | | 25.978 |
| COPERTURE | | | 81.847 | | 81.682 |

(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 2010 | | Primo semestre 2011 | |
|---|----------------------------|---------------------------------|----------------------------|---------------------------------|
| 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 | | 4.358 | | 4.459 |
| <i>Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:</i> | | | | |
| Ammortamenti e altri componenti non monetari | | 4.403 | | 3.942 |
| - ammortamenti | 4.370 | | 4.021 | |
| - svalutazioni nette di attività materiali e immateriali | 89 | | 257 | |
| - effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | (292) | | (282) | |
| - altre variazioni | 227 | | (42) | |
| - variazione fondo per benefici ai dipendenti | 9 | | (12) | |
| Plusvalenze nette su cessioni di attività | | (244) | | (28) |
| Dividendi, interessi e imposte | | 4.833 | | 5.187 |
| - dividendi | (242) | | (437) | |
| - interessi attivi | (64) | | (50) | |
| - interessi passivi | 274 | | 341 | |
| - imposte sul reddito | 4.865 | | 5.333 | |
| Variazione del capitale di esercizio | | 113 | | (362) |
| - rimanenze | (1.190) | | (847) | |
| - crediti commerciali | 86 | | 1.711 | |
| - debiti commerciali | 947 | | (1.506) | |
| - fondi per rischi e oneri | 54 | | 167 | |
| - altre attività e passività | 216 | | 113 | |
| Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati | | (4.324) | | (4.602) |
| - dividendi incassati | 388 | | 454 | |
| - interessi incassati | 74 | | 5 | |
| - interessi pagati | (408) | | (538) | |
| - imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati | (4.378) | | (4.523) | |
| Flusso di cassa netto da attività operativa | | 9.139 | | 8.596 |
| Investimenti tecnici | | (7.107) | | (6.615) |
| - attività materiali | (6.415) | | (5.871) | |
| - attività immateriali | (692) | | (744) | |
| Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda | | (115) | | (128) |
| - partecipazioni | (115) | | (106) | |
| - imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda | | | (22) | |
| Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate | | 795 | | 103 |
| - attività materiali | 213 | | 85 | |
| - attività immateriali | 5 | | 8 | |
| - imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda | 48 | | 1 | |
| - partecipazioni | 529 | | 9 | |
| Altre variazioni relative all'attività di investimento | | (206) | | 100 |
| - investimenti finanziari: titoli | (13) | | (40) | |
| - investimenti finanziari: crediti finanziari | (636) | | (620) | |
| - variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale | (40) | | 60 | |
| <i>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i> | 15 | | 67 | |
| - disinvestimenti finanziari: titoli | 26 | | 52 | |
| - disinvestimenti finanziari: crediti finanziari | 495 | | 518 | |
| - variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento | (32) | | 110 | |
| <i>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i> | (21) | | (47) | |
| Free cash flow | | 2.506 | | 2.056 |

segue **Rendiconto finanziario riclassificato**

(milioni di euro)

| Voci del Rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale | Primo semestre 2010 | | Primo semestre 2011 | |
|---|--|---------------------------------|--|---------------------------------|
| | Valori parziali da schema obbligatorio | Valori da schema riclassificato | Valori parziali da schema obbligatorio | Valori da schema riclassificato |
| Free cash flow | | 2.506 | | 2.056 |
| Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento | | 6 | | (20) |
| <i>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i> | (15) | | (67) | |
| <i>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i> | 21 | | 47 | |
| Variazione debiti finanziari correnti e non correnti | | (366) | | 113 |
| - assunzione debiti finanziari non correnti | 368 | | 3.050 | |
| - rimborsi di debiti finanziari non correnti | (1.147) | | (1.057) | |
| - incremento (decremento) di debiti finanziari correnti | 413 | | (1.880) | |
| Flusso di cassa del capitale proprio | | (2.148) | | (2.176) |
| - apporti netti di capitale proprio da terzi | | | 27 | |
| - dividendi distribuiti agli azionisti Eni | (1.811) | | (1.811) | |
| - dividendi distribuiti ad altri azionisti | (353) | | (397) | |
| - acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate | | | (8) | |
| - cessione netta di azioni proprie diverse dalla controllante | 16 | | 13 | |
| Effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti | | 69 | | (41) |
| Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti) | | | | (7) |
| Flusso di cassa netto del periodo | | 67 | | (75) |

Fattori di rischio e incertezza

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio di mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle commodity; (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) la possibile evoluzione del mercato del gas e gli altri rischi di settore; (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"). Nel corso del 2011 è in fase di implementazione la nuova strategia di pricing e risk management per la gestione attiva del margine economico con particolare riguardo alla divisione Gas & Power, a fronte di una profonda modifica del proprio profilo di rischio, determinata da mutamenti strutturali del contesto di mercato di riferimento (si veda in proposito il paragrafo "Rischi e incertezze associati con il quadro competitivo del settore europeo del gas").

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 Coordination Center, 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 Coordination Center garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; sulla 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 gestito dalle singole unità di business ed Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei derivati di copertura (attività di execution). I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity. 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 possono avere finalità di:

- a) copertura a fronte di sottostanti con manifestazione contrattuale (attività di hedging). Le operazioni di copertura possono essere stipulate anche rispetto a sottostanti che abbiano una manifestazione contrattuale futura ma che siano comunque altamente probabili (cosiddetto hedging anticipato);
- b) gestione attiva del margine economico (attività di positioning). Tale attività consiste nell'attivare contratti di compra/vendita di commodity sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di modificare il profilo di rischio associato ad un portafoglio di asset fisici in capo alle singole business unit, al fine di migliorare il margine economico collegato a tali asset nella prospettiva di un'evoluzione favorevole nei prezzi;
- c) arbitraggio. Tale attività consiste nell'attivare contratti di compra/vendita 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. Tale attività consiste nell'attivare contratti aventi ad oggetto la compra/vendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto incerto, qualora si realizzi un'aspettativa favorevole di mercato.

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, 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 nei fattori 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 e di performance dei margini. 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 all’esposizione originante dall’operatività di trading proprietario effettuata da Eni Trading & Shipping. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading proprietario), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle divisioni e società Eni, garantendo i servizi di execution nell’ambito dei mercati di riferimento.

Il rischio strategico è il rischio economico collegato ad 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 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. 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 come 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 economico e transattivo; 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% ed 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% ed un holding period di 20 giorni.

Rischio di prezzo delle commodity

I risultati dell’impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L’obiettivo di risk management Eni è l’ottimizzazione delle attività “core” nel perseguimento degli obiettivi di stabilità e di performance dei margini. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall’esposizione commerciale Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (futures) e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l’approccio della simulazione storica, 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 2011 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2010) per

quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity, per aree omogenee.

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

| (milioni di euro) | 2010 | | | | I semestre 2011 | | | |
|-----------------------------------|---------|--------|-------|--------------|-----------------|--------|-------|--------------|
| | Massimo | Minimo | Media | Fine periodo | Massimo | Minimo | Media | Fine periodo |
| Tasso di interesse ⁽¹⁾ | 2,82 | 1,09 | 1,55 | 1,60 | 3,33 | 1,07 | 1,97 | 2,35 |
| Tasso di cambio ⁽¹⁾ | 0,99 | 0,13 | 0,50 | 0,51 | 0,70 | 0,16 | 0,37 | 0,64 |

(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 Coordination Center, 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%)

| (milioni di dollari) | 2010 | | | | I semestre 2011 | | | |
|-----------------------------------|---------|--------|-------|--------------|-----------------|--------|-------|--------------|
| | Massimo | Minimo | Media | Fine periodo | Massimo | Minimo | Media | Fine periodo |
| Area oil, prodotti ⁽²⁾ | 46,08 | 4,40 | 23,53 | 10,49 | 65,74 | 17,42 | 37,87 | 29,60 |
| Area Gas & Power ⁽³⁾ | 101,62 | 40,06 | 61,76 | 43,30 | 50,59 | 31,58 | 42,05 | 41,63 |

(2) I valori relativi al VaR dell'Area oil prodotti comprendono le seguenti business unit: Divisione R&M, Polimeri Europa, Eni Trading & Shipping.

(3) I valori relativi al VaR dell'Area Gas & Power comprendono le seguenti business unit: Divisione G&P, North Sea G&P e Tigaz (a partire da inizio 2010).

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. Per quanto attiene 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 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 di 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 è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di 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 degli spread applicati. Gli interventi realizzati 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. Le policy sono state orientate, oltre che a garantire risorse finanziarie disponibili sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, anche ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; ciò perseguendo il mantenimento

di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito e 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 della situazione contabile semestrale, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di 13.162 milioni di euro, di cui 4.141 milioni di euro committed, nonché linee di credito non utilizzate a lungo termine committed di 1.501 milioni di euro. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato e commissioni di mancato utilizzo non significative. Eni ha in essere un programma di Medium Term Notes in base al quale il Gruppo può

reperire sul mercato dei finanziamenti fino a 15 miliardi di euro di cui circa 10.393 milioni di euro collocati al 30 giugno 2011.

Eni mantiene uno standing creditizio elevato con rating Standard & Poor's A+ per il debito a lungo termine e A-1 per il breve, outlook stabile; rating Moody's Aa3 per il debito a lungo e P-1 per il debito a breve. Il rating a lungo termine assegnato da Moody's è al momento sotto revisione per un possibile declassamento da parte dell'agenzia.

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 |
|----------------------------------|------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-----------------|---------------|
| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | | |
| Passività finanziarie | 5.307 | 2.644 | 3.249 | 3.852 | 2.793 | 9.550 | 27.395 |
| Passività per strumenti derivati | 1.027 | 227 | 139 | 35 | 77 | 63 | 1.568 |
| | 6.334 | 2.871 | 3.388 | 3.887 | 2.870 | 9.613 | 28.963 |
| Interessi su debiti finanziari | 318 | 739 | 682 | 584 | 472 | 1.882 | 4.677 |
| Garanzie finanziarie | 383 | | | | | | 383 |

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

| (milioni di euro) | Anni di scadenza | | Totale |
|-------------------------|------------------|-----------------|---------------|
| | 2011 | Anni successivi | |
| Debiti commerciali | 11.293 | | 11.293 |
| Altri debiti e anticipi | 8.980 | 72 | 9.052 |
| | 20.273 | 72 | 20.345 |

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 sottostan-

ti 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 |
|--|------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|-----------------|----------------|
| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | | |
| Contratti di leasing operativo non annullabili ⁽¹⁾ | 561 | 824 | 565 | 484 | 318 | 758 | 3.510 |
| Costi di abbandono e ripristino siti ⁽²⁾ | 19 | 77 | 131 | 261 | 207 | 11.676 | 12.371 |
| Costi relativi a fondi ambientali ⁽³⁾ | 216 | 295 | 225 | 143 | 136 | 950 | 1.965 |
| Impegni di acquisto ⁽⁴⁾ | 10.568 | 19.886 | 18.522 | 18.838 | 18.113 | 189.318 | 275.245 |
| - Gas | | | | | | | |
| Take-or-pay | 10.017 | 18.889 | 17.638 | 17.927 | 17.227 | 181.542 | 263.240 |
| Ship-or-pay | 390 | 684 | 599 | 620 | 603 | 4.843 | 7.739 |
| - Altri impegni di acquisto con clausole take-or-pay e ship-or-pay | 85 | 160 | 165 | 176 | 168 | 1.144 | 1.898 |
| - Altri impegni di acquisto ⁽⁵⁾ | 76 | 153 | 120 | 115 | 115 | 1.789 | 2.368 |
| Altri impegni | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 132 | 147 |
| di cui: | | | | | | | |
| - Memorandum di intenti Val d'Agri | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 132 | 147 |
| | 11.367 | 21.085 | 19.446 | 19.729 | 18.777 | 202.834 | 293.238 |

(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 e della Tutela del Territorio e del Mare 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 in particolare l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti.

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma di investimenti tecnici di 53,3 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 dimen-

sioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

Impegni per investimenti

| (milioni di euro) | Anni di scadenza | | | | | 2015 e anni successivi | Totale |
|---|------------------|---------------|--------------|--------------|---------------|------------------------|--------|
| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | | |
| Impegni per major projects | 5.443 | 5.606 | 2.867 | 3.304 | 8.396 | 25.616 | |
| Impegni per altri investimenti | 7.210 | 4.700 | 4.253 | 2.802 | 6.017 | 24.982 | |
| | 12.653 | 10.306 | 7.120 | 6.106 | 14.413 | 50.598 | |
| - di cui: investimenti ambientali per transazione MATTM | 207 | 184 | 125 | 36 | 50 | 602 | |

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 essere politicamente o economicamente meno stabili. Al 31 dicembre 2010 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 2010 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 come testimoniano i recenti

avvenimenti in Africa Settentrionale dove Eni è stata costretta allo shut-down di alcune produzioni in Libia e al blocco del gasdotto di importazione GreenStream. 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 accadere in ogni momento comportando 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 degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integrante. Con riguardo alla valutazione degli investimenti dell'upstream, il rischio Paese è mitigato attraverso l'utilizzo di disposizioni di gestione del rischio definite nella procedura "Project risk assessment and management". 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 stanno attraversando da mesi una fase di estrema instabilità politica che ha portato a cambiamenti di governo, tensioni interne, disordini e conflitti con pesanti ripercussioni sull'attività economica. In Africa Settentrionale è localizzato il 30% delle riserve Eni alla data del bilancio 2010. Si tratta di situazioni in continua evoluzione, delle quali è difficile prevedere gli esiti finali. Lo scenario è particolarmente complesso in Libia, dove è in atto un conflitto interno. Nel 2010 circa il 15% della produzione e una quota significativa delle riserve Eni proveniva da questo Paese. Attualmente tutte le attività di produzione Eni e le esportazioni attraverso il gasdotto GreenStream sono state sospese ad eccezione del campo di Wafa che produce quantitativi di gas e liquidi associati destinati ad alimentare le centrali per la generazione di energia elettrica del Paese. Gli impianti e la pipeline sono stati messi in sicurezza e a oggi non hanno subito danni. Eni è tecnicamente in grado di riportare la produzione di gas a livelli originari ante crisi nel 2010 una volta che la situazione tornerà alla normalità. Da marzo Eni ha evacuato tutto il personale espatriato ed ha sospeso tutte le attività legate ai progetti di esplorazione e di sviluppo. La produzione di idrocarburi si è ridotta dal livello atteso di circa 280 mila boe/giorno a livello attuale di circa 50 mila boe/giorno. Assumendo il livello produttivo corrente nella restante parte del 2011, il management stima un calo della produzione Eni su base annua di circa il 10% rispetto al 2010 a parità di scenario prezzi. Al 30 giugno 2011 il capitale investito netto è di circa 2,04 miliardi di dollari (2,5 miliardi al 31 dicembre 2010) inclusa la quota di competenza del 50% di GreenStream BV. L'impairment test eseguito relativamente agli asset in Libia non evidenzia svalutazioni anche considerando un periodo di sospensione delle attività significativamente superiore a quello attualmente previsto.

In conseguenza del conflitto in corso e della necessità di osservare le limitazioni imposte dalle vigenti sanzioni verso la Libia, nell'aprile 2011 Eni ha formalmente notificato alla controparte contrattuale libica l'avveramento di eventi di forza maggiore. Come previsto dagli accordi, sono in corso discussioni con le controparti contrattuali per concordare azioni di mitigazione. Qualora, entro due anni a partire dalla notifica della forza maggiore, l'evento di forza maggiore perdurasse e non si fossero concordate le azioni di mitigazione, e salvo diverso accordo delle parti, il contratto cesserebbe di avere valore. Eni ha messo in atto e perseguirà in futuro ogni azione al fine di salvaguardare i propri investimenti in Libia.

Rischio operation

Le attività industriali svolte da Eni sono soggette al rispetto delle norme e dei regolamenti validi all'interno del territorio in cui opera,

a protocolli o convenzioni internazionali ed ad autorizzazione e/o acquisizione di permessi di licenza ad operare. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere agli 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 e sicurezza, a carico delle aziende, secondo un modello europeo di responsabilità oggettivo dell'impresa recepito anche in Italia (D.Lgs. 231/01). A tal proposito si segnala che dal 2011, in attuazione della delega contenuta nella Legge Comunitaria per il 2009 (art. 19, L. 4 giugno 2010, n. 96), è prevista l'estensione della disciplina della responsabilità amministrativa ai reati in materia ambientale.

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, il 2010 non è stato caratterizzato da particolari novità normative a livello nazionale. In ambito europeo, il Parlamento ha avviato la revisione della Direttiva Seveso, con l'obiettivo principale di allineare gli allegati della Seveso II al regolamento CLP (Classification Labeling and Packaging of dangerous substances and mixtures).

In tema di 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. Nel 2010 si è concluso l'iter di approvazione della nuova direttiva IED (Industrial Emissions Directive) sulle emissioni industriali (Direttiva 75/2010) che modifica integrandole diverse direttive. Il recepimento della IED avrà un impatto significativo sulle installazioni ricadenti in ambito IPPC, in particolare per gli impianti Eni più obsoleti. Sempre nel corso del 2010, il Sistema Informativo di Tracciabilità dei Rifiuti (SISTR), introdotto alla fine del 2009, ha avuto un forte impatto sull'azienda da un punto di vista operativo e organizzativo. Il nuovo sistema ha l'obiettivo di monitorare in tempo reale il percorso del rifiuto dalla produzione fino allo smaltimento/recupero, contrastando i fenomeni di illegalità in tale ambito. Il SISTR, che sarà pienamente operativo da settembre 2011, sostituirà la gestione cartacea della documentazione relativa ai rifiuti (registrazione delle operazioni di carico e scarico, formulario, MUD), con una modalità informatica online e in tempo reale.

Eni aderisce, su base volontaria, a numerose iniziative per favorire l'implementazione di best practices industriali. In particolare, in tema di gestione della risorsa idrica, Eni ha aderito, nell'ambito del Carbon Disclosure Project, all'iniziativa CDP Water Disclosure 2010 finalizzata a valutare la strategia, i piani di gestione e la governance adottata dalle maggiori compagnie a livello mondiale per un uso sostenibile dell'acqua. La percentuale di siti in aree a stress idrico ed il rischio collegato alle risorse di acqua sono stati anche oggetto di comunicazione nel Dow Jones Sustainability Index.

In riferimento all'habitat, il rispetto della biodiversità e la salvaguardia dei servizi ecosistemici sono requisiti richiesti durante l'attività di prospezione, ricerca e produzione di idrocarburi. In Italia, il concetto di tutela della biodiversità è stato rafforzato tramite la Strategia Nazionale sulla Biodiversità, entrata in vigore a ottobre 2010, che si pone come strumento di integrazione della biodiversità nelle politiche nazionali, riconoscendo la necessità di mantenerne e raf-

forzarne la conservazione e l'uso sostenibile.

Eni si è dotata di Linee Guida HSE, di un Modello di Sistema di Gestione e di nuove policy (emanate ad aprile 2011), finalizzati alla garanzia dei dipendenti, delle popolazioni, dei contrattisti e dei clienti, nonché volti alla salvaguardia dell'ambiente e alla tutela dell'incolumità pubblica. Tali strumenti, oltre ad imporre di operare nel pieno rispetto della normativa vigente, promuovono l'adozione di principi, standard e soluzioni che costituiscono le migliori prassi industriali.

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.

L'approccio integrato alle problematiche HSE è favorito dall'applicazione a tutti i livelli delle Divisioni e Società di un Sistema di Gestione HSE che trova il suo riferimento metodologico nel Modello di Sistema di Gestione HSE Eni. Il Modello, basato su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi, è orientato alla prevenzione e protezione dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle performance HSE secondo un ciclo di miglioramento continuo.

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 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 annuale di audit a copertura di tutti i siti industriali, secondo le seguenti tipologie:

- technical audit, volti ad accertare l'esistenza presso i siti/unità operative e sedi delle business unit di adeguati sistemi di gestione, della loro corretta applicazione e coerenza con il Modello di Sistema di Gestione HSE Eni, 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/incidenti).

L'attività di codificazione e standardizzazione delle fasi operative ha contribuito alla riduzione del rischio industriale connesso all'errore umano nella gestione dell'impianto. Alla luce degli ultimi incidenti industriali, Eni ha rafforzato l'attenzione sulla gestione della sicurezza di processo e dell'asset integrity, anche attraverso incontri di sensibilizzazione del middle management e la diffusione capillare di strumenti di verifica e piani di process audit. 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 con le relative azioni 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 nel mondo sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Eni

che supporta la Divisione/Società coinvolta nell'emergenza, attraverso un team specialistico che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interni e/o esterni ad Eni.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi e agli incidenti 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, sia onshore che offshore. 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, in caso di sversamenti di petrolio o altri danni all'ambiente, sono coperti in base alle polizze stipulate gli 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 al pozzo Macondo operato da BP nell'offshore profondo del Golfo del Messico, il governo statunitense e i governi di altri Paesi hanno adottato o sono in procinto di adottare regolamentazioni più stringenti in tema di attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi. Le aree di maggiore attenzione sono i controlli in materia di salute, sicurezza e ambiente, la supervisione delle operazioni di perforazione, nonché l'accesso a nuove aree produttive. Il legislatore italiano, con D. Lgs. 29 giugno 2010, n. 128, 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. Eni e gli altri operatori del settore hanno avviato un confronto con i Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente e Tutela del Territorio e del Mare volto a superare le incertezze interpretative ed applicative del decreto. Dal dibattito sono scaturite alcune prescrizioni aggiuntive adottando le quali le attività di ricerca ed estrazione possono essere condotte anche in presenza di restrizioni (es. adozione di "scatole nere" sui Rig di perforazione e certificati obbligatori di "well control" per il personale di sonda).

Il 7 ottobre 2010 il Parlamento Europeo aveva approvato la risoluzione in materia di esplorazione ed estrazione di petrolio in Europa che bocciava la proposta di una moratoria per nuove piattaforme petrolifere. La Commissione Europea ha quindi svolto, nel periodo 16 marzo - 11 maggio 2011, la consultazione pubblica "Improving offshore safety in Europe". Sono state richieste ai soggetti interessati, tra cui gli operatori, delle valutazioni sull'efficacia della normativa esistente applicabile alle piattaforme offshore.

L'adozione di nuove e più stringenti regolamentazioni e l'evoluzione dei metodi operativi potrebbero incrementare i costi di gestione degli aspetti HSE, influenzare i piani di esplorazione e sviluppo delle

riserve e le operazioni di drilling e determinare un probabile aumento delle imposte e delle royalty sulla produzione.

Le attività di perforazione nel Golfo del Messico sono state riprese a inizio anno dopo la conclusione della moratoria seguita all'incidente di Macondo. Le attività del 2011 potranno subire qualche ritardo in quanto le nuove regole sulla concessione dei permessi prevedono la predisposizione di ulteriori documenti e processi autorizzativi più rigidi.

Al fine di garantire la massima sicurezza delle proprie operazioni nel Golfo del Messico, 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 ed il loro stivaggio e trasporto alla costa.

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

Il quadro competitivo del settore gas in Europa rimane sfavorevole a causa del perdurare dell'eccesso d'offerta, della debolezza della domanda e dell'elevata pressione competitiva. Il management prevede che l'attuale fase depressa del settore continuerà almeno fino al 2012 influenzando negativamente la redditività dell'attività Mercato di Eni che ha archiviato il primo semestre 2011 con una perdita operativa adjusted di 95 milioni di euro (a fronte dell'utile operativo adjusted di 665 milioni di euro nel primo semestre 2010). Tale attività ha rappresentato circa il 10% dell'utile operativo adjusted di Gruppo nel triennio 2007-2009 in normali condizioni di business. Eni ritiene che il riequilibrio del mercato nel medio-lungo termine sarà favorito dai trend consolidati di crescita della domanda rappresentati dallo sviluppo economico e dalla maggiore compatibilità ambientale del gas rispetto ad altre fonti fossili, in particolare nella produzione di energia elettrica tramite la tecnologia CCGT. Il mutamento in atto nelle politiche energetiche degli Stati membri, a seguito dell'incidente nucleare di Fukushima in Giappone, potrebbe comportare un nuovo stimolo alla ripresa del consumo di gas. Inoltre, alcune proposte di politiche fiscali in ambito europeo e nei singoli Stati membri potrebbero influenzare la composizione del mix energetico introducendo disincentivi e penalizzazioni nell'uso delle fonti più inquinanti e meno efficienti. Esempi in tal senso sono la nuova proposta di direttiva comunitaria dove si introduce una "carbon tax" nei settori non coperti dal meccanismo ETS, o come nel caso del Regno Unito dove si prevedono meccanismi fiscali che stabilizzino, fissandone di fatto un floor, il prezzo della CO₂. Gli effetti di tali misure sulla competitività relativa del gas, dipendono tuttavia dalle specifiche realtà di mercato nelle quali verranno implementate. Le dinamiche descritte saranno attenuate dal crescente ricorso alle fonti rinnovabili nel soddisfacimento della richiesta energetica. Il management conferma le stime di crescita di lungo termine della domanda di gas al tasso annuo medio composto (CAGR) del +1,7% e del +1% rispettivamente in Italia ed Europa fino al 2020. Tuttavia sono riviste al ribasso le previsioni di crescita di breve termine a causa dell'incertezza della ripresa economica e, in particolare in Italia, del debole andamento congiunturale del settore termoelettrico. L'offerta di gas nel mercato europeo rimane abbondante per effetto dei fattori strutturali legati ai massicci investimenti d'incremento della capacità dei gasdot-

ti d'importazione da Russia, Algeria e Libia realizzati negli anni pre-crisi e all'ampia disponibilità di GNL che si è riversata nei mercati spot del continente alimentata dalla finalizzazione di numerosi progetti upstream nel triennio 2008-2010 con oltre 65 miliardi di metri cubi di nuova capacità di liquefazione entrata a regime e dal concomitante sviluppo di cospicue riserve di gas da accumuli non convenzionali negli Stati Uniti, con una corrispondente riduzione delle importazioni. Nuove infrastrutture sono previste in avvio in diversi punti di accesso europei con una capacità a regime di circa 50-60 miliardi di metri cubi (in particolare, il collegamento Algeria – Penisola Iberica realizzato con il gasdotto Medgaz, il Nord Stream dalla Russia attraverso il Mar Baltico alla Germania e altri terminali di ricezione GNL) e ulteriori 27 miliardi di metri cubi con la seconda linea del Nord Stream. Inoltre gli investimenti in contro flusso favoriranno gli interscambi tra i Paesi europei.

La pressione dal lato offerta sarà attenuata dal progressivo declino delle produzioni interne dell'area europea, dal possibile slittamento di nuovi progetti di sviluppo di riserve gas da parte degli operatori upstream, dalla crescita della domanda di energia in Asia – anche per effetto della prevista sostituzione della produzione nucleare in Giappone con centrali a gas –, e dalle incertezze sui tempi di riavvio delle esportazioni di gas libico attraverso il gasdotto GreenStream.

Gli squilibri correnti tra domanda e offerta, l'elevata pressione competitiva e l'accresciuto grado di liquidità degli hub continentali hanno determinato la rilevante flessione della redditività delle vendite di gas Eni in Europa a causa della discesa dei prezzi agli hub, riferimento prevalente delle contrattazioni bilaterali, a un livello inferiore al costo di approvvigionamento previsto dai contratti di lungo termine che indicizzano il valore del gas al prezzo del petrolio e dei derivati (fenomeno cosiddetto del decoupling). Questa tendenza è prevista proseguire nella seconda metà del 2011 e nel 2012. In Italia la forte pressione competitiva ha eroso i margini del gas e la quota di mercato; lo scenario margini è previsto debole per la restante parte del 2011 e i successivi due anni, per contro nel primo semestre 2011 Eni ha conseguito un significativo recupero della quota di mercato grazie al progresso registrato nelle vendite (+11,4%). I trend descritti sono previsti influenzare i risultati e i cash flow dell'attività Mercato nella seconda parte del 2011 e nel 2012, mentre per il Mercato Italia occorrerà attendere il 2013 per una chiara inversione di tendenza, anche in relazione agli obblighi di take-or-pay previsti dai contratti di approvvigionamento di lungo termine (v. Fattore di rischio successivo).

Eni ha avviato e sta implementando le necessarie iniziative per contrastare gli effetti dell'attuale fase depressa di mercato. Il management intende rinegoziare condizioni economiche più favorevoli per i principali contratti di approvvigionamento, in modo da rendere più competitiva la posizione di costo dell'impresa nell'attuale fase depressa di mercato. L'apertura di tali trattative con i fornitori è contrattualmente prevista (revisione prezzi, flessibilità contrattuali) al verificarsi di mutamenti rilevanti di mercato, quali sono quelli in corso dal secondo semestre 2008, con la finalità di assicurare l'equilibrio economico delle parti. Le rinegoziazioni sono in corso con tutti i principali fornitori di gas. Le altre iniziative industriali e commerciali in corso o pianificate dal management riguardano:

- il rafforzamento della leadership di mercato in Europa attraverso azioni di massimizzazione dei volumi di vendita che faranno leva

- sulla presenza contemporanea in più mercati, il know-how nella vendita e le politiche commerciali aggressive di incremento della quota di mercato nelle principali aree di consumo europee;
- il recupero della quota di mercato in Italia e la difesa dei margini facendo leva sulla forza commerciale di Eni, azioni selettive sul portafoglio clienti e lo sforzo di marketing che sarà focalizzato sulla proposizione di formule di pricing innovative e sul miglioramento della qualità del servizio;
 - azioni di riduzione dei costi delle attività di vendita, servizio e del le attività di supporto al business;
 - azioni di controllo ed efficiente gestione del capitale circolante commerciale.

Inoltre la piena attuazione, nel corso del 2011, del nuovo modello di business per la gestione dinamica del portafoglio e le nuove strategie di pricing e risk management consentiranno di ottimizzare il valore degli asset (contratti di fornitura gas, base clienti, posizione di mercato) e la gestione attiva del margine economico attraverso:

- (i) la programmazione delle campagne commerciali basate sul bilanciamento dell'assetto delle vendite e degli approvvigionamenti con un orizzonte temporale massimo di quattro anni e cadenza mensile dei flussi;
- (ii) la gestione attiva delle flessibilità associate al portafoglio di approvvigionamenti di lungo termine ed agli altri asset utilizzati nella catena del valore, anche attraverso l'adozione di specifiche attività di arbitraggio (es. valorizzazione delle disponibilità di capacità di stoccaggio, valorizzazione dei diritti di trasporto);
- (iii) la gestione attiva del rischio di mercato associato al margine economico (commodity, volume), attraverso l'utilizzo di approcci volti a sfruttare l'eventuale andamento favorevole nei prezzi di mercato, nel rispetto di un sistema di limiti di rischio puntualmente identificato e monitorato.

Sulla base dell'evoluzione attesa dello scenario gas e delle azioni industriali in corso o pianificate, il management ha aggiornato le proiezioni dei flussi economici e finanziari delle due CGU dell'attività Mercato (Europa e Italia) che non evidenziano scostamenti sostanziali rispetto alle proiezioni eseguite in sede di relazione finanziaria annuale 2010, confermando pertanto la tenuta del valore di libro degli asset di tali CGU. I cash flow futuri sono stati stimati assumendo gli effetti economici e finanziari delle rinegoziazioni dei principali contratti di approvvigionamento di gas Eni. Qualora la conclusione di tali rinegoziazioni non fosse in linea con le aspettative del management ed in assenza di una decisa ripresa del mercato del gas, l'impatto negativo sui risultati e i cash flow futuri del business gas potrebbe avere conseguenze sulla tenuta del valore di libro degli asset delle due CGU.

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, in particolare per coprire la domanda di gas in Italia, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti che dal 2010 assicurano circa 80 miliardi di metri cubi/anno di gas (incluso Distrigas ed escluso l'approvvigionamento delle altre società consolidate e

collegate) hanno una vita residua media di circa 18 anni con formule prezzo generalmente indicizzate ai prezzi del petrolio e di suoi derivati (gasolio, olio combustibile etc.). I contratti prevedono clausole di take-or-pay in base alle quali l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, una quantità minima di gas definita 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 già corrisposta. La clausola take-or-pay stabilisce che, in caso di mancato prelievo del volume annuo minimo (Annual Minimum Quantity - AMQ), Eni paghi, 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 il de-coupling tra l'andamento dei prezzi oil-linked e quelli spot agli hub costituiscono fattori di rischio per l'adempimento degli obblighi derivanti dai contratti take-or-pay. Ad oggi Eni ha rilevato deferred cost per l'ammontare complessivo di 1,71 miliardi di euro e sostenuto i relativi esborsi finanziari a fronte del valore delle quantità di gas riguardo alle quali, ancorché non ritirate, è sorto l'obbligo di corrispondere il prezzo contrattuale in base alle clausole di take-or-pay. Il valore d'iscrizione all'attivo di bilancio di tali volumi di gas pre-pagati è allineato al costo sostenuto che è inferiore al valore netto di realizzo alla data della situazione contabile semestrale. Sulla base degli attuali trend di mercato e delle previsioni di vendita per l'intero 2011, che indicano un recupero rispetto al 2010 anche in termini di quota di mercato Italia (v. "Evoluzione prevedibile della gestione"), il management ritiene probabile che nel corso dell'esercizio Eni non sarà in grado di adempiere agli obblighi contrattuali minimi di prelievo con conseguente attivazione della clausola take-or-pay per volumi non trascurabili, sebbene inferiori al 2010. Gli effetti di bilancio ed eventualmente finanziari della clausola di take-or-pay dell'esercizio 2011 saranno rilevati in corrispondenza della chiusura dell'anno contrattuale di prelievo (coincidente con l'anno termico 30 settembre o solare 31 dicembre). Inoltre è prevedibile a meno di un rapido rientro dell'attuale situazione di oversupply nei mercati nazionale ed europeo che Eni incorrerà in mancati adempimenti di ritiro delle AMQ contrattuali nei successivi due-tre anni, anche se per volumi progressivamente inferiori rispetto al picco della crisi del gas registrato nel 2010. La capacità della società di recuperare nei termini contrattuali i volumi pre-pagati negli anni della crisi del mercato e la capacità di adempiere in futuro agli obblighi take-or-pay dipenderanno

in misura rilevante dall'evoluzione dello scenario gas, dalla competitività della posizione di costo Eni, nonché dal possibile effetto di contenimento del fenomeno in relazione alla crisi libica in funzione del suo protrarsi nel tempo al momento non prevedibile, tenuto conto che Eni è in grado di far fronte alle minori disponibilità di gas libico con gas proveniente dal proprio portafoglio di approvvigionamenti.

Allo stato, sulla base dell'evoluzione attesa della domanda e dell'offerta di gas in Europa e 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 o prevede di incorrere nella clausola di take-or-pay, con conseguente pagamento dell'anticipo prezzo, saranno ritirati entro i termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto. Pur considerando l'anticipazione finanziaria, il valore attuale dei flussi di cassa di questi contratti, attualizzati al WACC di settore, è positivo e quindi non si realizza la fattispecie del contratto oneroso prevista dallo IAS 37. Tali proiezioni economiche e finanziarie riguardanti i contratti di take-or-pay assumono gli effetti delle rinegoziazioni dei principali contratti di approvvigionamento di gas Eni. Qualora la conclusione di tali rinegoziazioni non fosse in linea con le aspettative del management ed in assenza di una decisa ripresa del mercato del gas, si avrebbero impatti negativi sui risultati e i cash flow futuri del business gas.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia

La normativa del settore del gas in Italia regola la quota di mercato degli operatori, l'accesso alle infrastrutture, la separazione societaria e l'autonomia gestionale dei gestori di sistemi di trasporto, stoccaggio, rigassificazione e distribuzione gas facenti parte d'impresе verticalmente integrate e il riconoscimento all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito AEEG), in base ai principi della legge istitutiva e ad altre disposizioni normative, di poteri di regolamentazione, in particolare in materia di determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas e di approvazione dei relativi codici di accesso, nonché di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e di definizione delle condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto al servizio di tutela.

Dal 2011 è in vigore il meccanismo delle quote di mercato ex D.Lgs. n. 130/2010 recante "Misure per la maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale ed il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali" in sostituzione del precedente sistema di tetti anti-trust del D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164. La quota massima di mercato all'ingrosso attribuibile a ciascun operatore è fissata al 40%. Tale limite è elevabile al 55,9% nell'ipotesi di assunzione d'impegni a realizzare entro cinque anni nuove capacità di stoccaggio nel territorio nazionale per un volume di 4 miliardi di metri cubi da mettere a disposizione dei clienti industriali (di ogni dimensione) e di quelli elettrici. Il superamento delle soglie citate fa scattare l'obbligo in capo all'operatore di procedere a misure di gas release a prezzo amministrato. Eni ha aderito all'impegno di realizzazione di nuove capacità di stoccaggio, ed è tenuta, nel periodo in cui la realizzazione di tali nuove capacità è in corso, a contribuire ad almeno il 50% dell'onere legato al meccanismo di anticipazione dei benefici, a favore dei clienti industriali che ne faranno richiesta. Eni ritiene che

tale normativa incrementerà il grado di concorrenzialità del mercato all'ingrosso del gas in Italia.

In data 28 giugno 2011 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il Decreto Legislativo 1° giugno 2011, n. 93 di attuazione delle Direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE (terzo pacchetto energia) nell'ordinamento italiano. Il provvedimento dispone, in particolare, l'adozione del modello di unbundling funzionale c.d. ITO (Independent Transmission Operator) per l'operatore nazionale del trasporto, in virtù del quale Eni può mantenere il controllo societario della società che gestisce l'attività di trasporto e che detiene la proprietà delle reti (Snam Rete Gas), a condizione di garantirne l'indipendenza decisionale e funzionale. Eni già garantisce l'autonomia decisionale e funzionale a Snam Rete Gas dal 1° luglio 2008 ai sensi delle disposizioni di cui alla Delibera AEEG 11/07 in tema di unbundling funzionale delle attività gas. Per effetto di quanto previsto dal D.Lgs. 93/11 cessa per Eni il rischio della separazione proprietaria di Snam Rete Gas nella quale Eni possiede una partecipazione del 52,54%, alla data del 31 dicembre 2010, che equivale a circa il 13% del totale attività del Gruppo, il 2% dei ricavi della gestione caratteristica e circa il 12% del risultato operativo di Gruppo. Rimane il rischio connesso alla Legge n. 290/2003 che vieta alle società operanti nel settore del gas naturale, di detenere quote superiori al 20% del capitale sociale delle società che sono proprietarie e che gestiscono reti nazionali per il trasporto del gas naturale. Il termine entro il quale le società devono rispettare questa disposizione, inizialmente stabilito al 31 dicembre 2008, è stato ridefinito entro i 24 mesi successivi all'emanazione di uno specifico decreto in materia da parte del Presidente del Consiglio dei Ministri. Allo stato, Eni non è in grado di prevedere possibili evoluzioni in questa materia.

Le decisioni dell'AEEG in tema di fissazione delle condizioni economiche di fornitura ai clienti che hanno diritto al servizio di tutela 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 e ha introdotto una quota fissa che si attiva nel caso in cui i prodotti petroliferi nei mercati europei raggiungano livelli di prezzo particolarmente contenuti. 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 mc/anno, nonché, per effetto del citato D.Lgs. 93/11, tutti i clienti civili non domestici con consumi inferiori a 50.000 mc/anno e le attività di servizio pubblico che svolgono attività di assistenza (ospedali, case cura e altri). I più recenti provvedimenti con i quali l'AEEG ha rivisto le condizioni economiche di fornitura per i clienti tutelati, sono state la Delibera ARG/gas 89/10 – che per l'anno termico 1 ottobre 2010 – 30 settembre 2011 ha introdotto un fattore fisso correttivo della componente a copertura del costo di approvvigionamento della tariffa di vendita che ne determina una riduzione del 7,5% – e la Delibera ARG/gas 77/11 che per l'anno termico 1 ottobre 2011 - 30 settembre 2012 ha rivisto il fattore fisso correttivo portando la riduzione al 6,5% (su questo secondo provvedimento, in particolare, sono in corso valutazioni circa l'impatto della misura e i possibili riflessi sul ricorso avverso la delibera ARG/gas 89/10). Questi provvedimenti – fatti salvi gli effetti dell'eventuale accoglimento dei ricorsi presentati da diversi operatori (Eni inclusa) alla giustizia amministrativa avverso la delibera

ARG/gas 89/10 – penalizzano i risultati e il cash flow dell'attività gas di Eni per gli anni termici considerati, in particolare per gli impatti negativi sui prezzi applicabili alle vendite al dettaglio. Eni ritiene possibile il rischio in futuro di ulteriori provvedimenti dell'AEEG in tema di condizioni economiche di fornitura ai clienti tutelati con impatti negativi sui risultati e il cash flow del business gas.

Anche i provvedimenti di legge possono limitare la capacità commerciale dell'impresa e la politica dei margini. In particolare nel giugno 2008 il Decreto Legge n. 112 ha introdotto una maggiorazione d'imposta del 6,5% a carico dei soggetti che operano nel settore dell'energia con un fatturato superiore a 25 milioni di euro istituendo il divieto di traslare sui prezzi finali al consumo detta maggiorazione d'imposta e attribuendo all'AEEG il compito di vigilare sull'osservanza del divieto. 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 asserendo la sua 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 ad incrementare il grado di concorrenzialità del mercato interno del gas:

- nel 2010 è stata avviata la piattaforma di negoziazione per l'offerta gas nella quale sono scambiati obbligatoriamente volumi di gas che gli operatori sono tenuti a cedere al mercato all'ingrosso in adempimento ad obblighi di legge connessi all'autorizzazione all'importazione di gas e le royalties in natura dovute allo Stato a valere sulla produzione nazionale. La piattaforma dovrebbe favorire la creazione di un mercato spot del gas a livello nazionale;
- altri provvedimenti amministrativi in tale ambito riguardano le cosiddette gas release, misure volte ad aumentare il grado di liquidità e flessibilità del mercato che hanno inciso in maniera sostanziale sull'attività commerciale di vendita del gas in Italia da parte di Eni. In particolare, come accennato in precedenza,

il D.Lgs. 130/10 sulla concorrenzialità del mercato del gas naturale prevede l'attuazione di misure di gas release per volumi complessivamente non superiori a 4 miliardi di metri cubi nei due anni termici successivi in caso di eventuale superamento, da parte di Eni, del valore soglia della quota di mercato all'ingrosso;

- l'AEEG ha previsto l'avvio del mercato di bilanciamento di merito economico del gas naturale a decorrere dal 1 dicembre 2011. Il provvedimento di fatto espone gli operatori al rischio prezzo che si genera quotidianamente sul mercato del bilanciamento.

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 caratterizzate da rischi ineliminabili, come evidenziato dall'incidente occorso al pozzo Macondo operato da BP nel Golfo del Messico nell'aprile 2010. 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 E&P 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 2011, il prezzo del petrolio ha registrato un valore medio di 111,16 dollari/barile con un aumento del 44% rispetto al primo semestre 2010 dovuto alla generale ripresa del ciclo economico che ha trainato i corsi delle materie prime e, a partire da fine febbraio, dagli effetti della crisi

libica. Nel primo semestre 2011, il prezzo in dollari del gas, trainato dallo scenario petrolifero, è aumentato del 7%. 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, per l'anno in corso e sulla base dell'attuale portafoglio di asset Eni, il management stima che per ogni dollaro/barile d'incremento delle quotazioni del petrolio la produzione Eni si riduce di circa 1.000 barili/giorno quale effetto delle minori attribuzioni nei PSA. Questa sensitivity è valida in un intervallo di valori molto prossimi al prezzo del Brent di equilibrio di lungo termine di 70 dollari/barile adottato nel piano quadriennale Eni 2011-2014 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 crescente ai prezzi spot degli hub continentali che nell'attuale fase di mercato presentano valori particolarmente depressi a causa dell'eccesso di offerta. 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. Nel primo semestre 2011, l'attività di raffi-

nazione Eni ha sofferto perdite operative a causa dell'incremento del costo della materia prima petrolifera che il settore non è stato in grado di trasferire interamente ai prezzi finali dei prodotti penalizzati da domanda stagnante, elevato livello delle scorte ed eccesso di capacità. Inoltre, l'aumento del prezzo del petrolio determina un incremento del costo delle utility energetiche che sono tipicamente indicizzate a quello. Tali fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla ripresa dei differenziali tra greggi leggeri e pesanti e dal miglioramento del rapporto tra prezzi dei prodotti pregiati rispetto all'olio combustibile che hanno avvantaggiato le raffinerie complesse Eni. Inoltre, per contrastare la volatilità e l'assenza di redditività dei margini, il management ha attuato iniziative di efficienza e ottimizzazione/integrazione dei cicli di raffineria. Guardando al futuro, il management prevede il perdurare dell'andamento negativo dello scenario di raffinazione nella seconda metà del 2011 a causa dei fattori strutturali di debolezza dell'industria. Fenomeni analoghi di rapido incremento del costo dei prodotti hanno penalizzato nel corso del primo trimestre 2011 i margini di commercializzazione della rete Italia a causa delle difficoltà nel trasferire gli incrementi di costo sui prezzi alla pompa. Nel secondo trimestre, i margini rete hanno evidenziato una migliore tenuta grazie ad efficaci azioni di marketing. Nella seconda parte del 2011 gli elevati costi del greggio metteranno a rischio i margini di commercializzazione; questo trend sarà in parte attenuato dai fattori stagionali che sostengono la domanda di carburanti nei mesi estivi.

Il settore petrolchimico 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). Tuttavia, la generale ripresa del ciclo economico e il buon andamento di alcuni prodotti di nicchia (in particolare gli elastomeri) hanno sostenuto dal 2010 il progressivo recupero di redditività del settore che ha archiviato il primo semestre 2011 con un buon recupero avendo ridotto del 40% la perdita operativa adjusted rispetto al primo semestre 2010. Per la restante parte del 2011 a fronte del consolidamento della ripresa della domanda nei principali mercati di sbocco, permane il rischio di nuovi aumenti del costo della carica petrolifera con conseguenze negative sui margini unitari dei prodotti.

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 nelle aree di frontiera, tradizionalmente meno esposte alle ciclicità del mercato. L'entrata in operatività fra il 2010 e il 2011 di nuovi e distintivi asset, 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

Sebbene in un quadro di graduale rafforzamento dell'attività economica globale, l'outlook 2011 presenta un margine di incertezza e volatilità a causa dell'imprevedibilità degli sviluppi legati a fattori macroeconomici e geopolitici, tra i quali in particolare l'evolvere della crisi libica. Le quotazioni del petrolio sono attese in un trend solido sostenuto anche da una certa ripresa della domanda; per le finalità di proiezione economico-finanziaria di breve termine Eni assume un prezzo medio annuo del marker Brent di 115 dollari/barile. È prevista proseguire l'attuale fase depressa del mercato europeo del gas dove la contenuta dinamica della domanda non è in grado di assorbire l'eccesso di offerta esistente e la forte pressione competitiva riduce la redditività degli operatori. I margini di raffinazione sono attesi permanere su livelli non remunerativi a causa dei fattori di debolezza strutturale dell'industria (domanda stagnante ed eccesso di capacità) e dell'elevato costo della carica e delle utility energetiche. Le previsioni del management sull'andamento nel 2011 delle produzioni e delle vendite dei principali settori di attività sono le seguenti:

- **Produzione di idrocarburi:** la produzione 2011 allo scenario di prezzo di 115 dollari/barile è prevista in flessione rispetto al 2010 (1,815 milioni di boe/giorno nel 2010 a 80 dollari/barile) a causa della perdita di volumi connessa alla temporanea interruzione della maggior parte delle attività Eni in Libia. I minori volumi dovuti all'effetto prezzo nei PSA saranno parzialmente recuperati dalla migliore performance. Assumendo il mantenimento del livello corrente di 50 mila barili/giorno della produzione Eni in Libia nella parte restante dell'esercizio, il management stima, a parità di scenario prezzi, una flessione di circa 10 punti percentuali del livello produttivo 2011 vs. il 2010. Il management prosegue le azioni pianificate per incrementare i livelli produttivi negli altri Paesi di attività: nel 2011 è prevista l'entrata a regime dei campi avviati nel 2010; sono previsti start-up in USA, Australia, Egitto, Italia ed Algeria e attività di ottimizzazione della produzione in particolare in Nigeria, Norvegia, Egitto, Angola e Regno Unito;
- **Vendite di gas mondo:** le vendite 2011 sono previste in crescita rispetto al 2010 (97,06 miliardi di metri cubi nel 2010), nonostante l'attesa flessione delle vendite agli shipper per effetto della crisi libica. Sono previsti volumi in crescita in Italia dovuti alla riconquista di clienti nei segmenti termoelettrico, industriale e grossisti, con un significativo miglioramento della quota, e nei mercati europei target. In uno scenario di forte pressione com-

petitiva, il conseguimento degli obiettivi di vendita farà leva sul rafforzamento della leadership nel mercato europeo, azioni di marketing volte a consolidare la base clienti in Italia nonché le rinegoziazioni dei contratti di fornitura di lungo termine. Sul piano finanziario, le minori vendite di gas agli shipper per effetto della crisi libica saranno bilanciate dai minori anticipi di cassa ai fornitori di gas per l'attivazione della clausola di take-or-pay, tenuto conto che Eni è in grado di far fronte alla minore disponibilità di gas libico tramite altre fonti di approvvigionamento;

- **Business regolati:** la performance dei Business regolati Italia beneficerà della redditività garantita dai nuovi investimenti e della prosecuzione del programma di efficienza;
- **Lavorazioni in conto proprio:** i volumi lavorati sono previsti in lieve flessione rispetto al 2010 (34,8 milioni di tonnellate nel 2010) principalmente sulla raffineria di Venezia maggiormente impattata dalle difficoltà di approvvigionamento dei greggi libici. Sono previsti incrementi delle lavorazioni presso le raffinerie di Sannazaro e Taranto ed azioni di ottimizzazione dei cicli produttivi e di recupero di efficienza diffusa per attenuare gli effetti della congiuntura di scenario;
- **Vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste in lieve flessione rispetto al 2010 (11,73 milioni di tonnellate nel 2010) a causa della riduzione dei consumi di carburanti, i cui effetti saranno attenuati da azioni mirate di pricing e iniziative promozionali, dallo sviluppo del "non-oil" e dall'incremento della qualità del servizio;
- **Ingegneria & Costruzioni:** conferma la solidità reddituale grazie alla crescita del fatturato e alla consistenza del portafoglio ordini.

Nel 2011 sono previsti investimenti tecnici sostanzialmente in linea con il 2010 (13,87 miliardi di euro nel 2010) e riguarderanno principalmente lo sviluppo dei giacimenti giant e le aree dove sono programmati importanti avvisi della Divisione Exploration & Production, interventi di upgrading delle raffinerie relativi in particolare alla realizzazione del progetto EST, il completamento del programma di rinnovo della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione, nonché il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale. Il leverage previsto alla fine dell'esercizio è atteso in riduzione rispetto al livello 2010 sulla base dello scenario di prezzo del Brent a 115 dollari/barile e delle dismissioni programmate.

Altre informazioni

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 (di cui si dà notizia a pag. 100 della Relazione finanziaria annuale 2010), 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).

Rapporti con le parti correlate

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

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

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

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate, la descri-

zione 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 36 al bilancio consolidato e 36 del bilancio di esercizio. Le società sottoposte a direzione e coordinamento di Eni ex art. 2497 e ss. del Codice Civile indicano, nel paragrafo "Rapporti con il soggetto dominante e con le imprese soggette alla sua attività di direzione e coordinamento", l'effetto, le motivazioni nonché le ragioni e gli interessi oggetto di valutazione in sede di assunzione di decisioni aziendali influenzate dal soggetto che esercita attività di direzione e coordinamento.

Inoltre, in presenza di operazioni atipiche e/o inusuali¹ è fornita la descrizione delle operazioni nonché degli effetti prodotti sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'impresa e, nel caso di operazioni infragruppo e di operazioni con parti correlate, l'indicazione dell'interesse della società al compimento dell'operazione.

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

In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 30 giugno 2011, 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 e Eni Finance USA Inc, già segnalate nel resoconto intermedio di gestione sui risultati del primo trimestre del 2011;
- 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 dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

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

Glossario

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

Termini finanziari

- **Dividend Yield** Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi maturati, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio. Generalmente le società tendono a mantenere un livello costante di dividend yield, essendo l'indicatore confrontato dagli azionisti con il rendimento di altri titoli e/o tipologie di investimento (es. obbligazioni).
- **Leverage** Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto 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.

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 Stato e compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo, a fronte del pagamento allo Stato di royalty sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.
- **Conversione** Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il cooking, 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).
- **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 ammini-

- strazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.
- **FPSO vessel** Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (Floating Production, Storage and Offloading), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (riser) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.
 - **Green House Gases (GHG)** Gas presenti in atmosfera che, trasparenti alla radiazione solare in entrata sulla Terra, riescono a trattenere, in maniera consistente, la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre, dall'atmosfera e dalle nuvole. I sei principali gas serra contemplati dal protocollo di Kyoto sono anidride carbonica (CO₂), metano (CH₄), protossido di azoto (N₂O), idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC) e esafluoruro di zolfo (SF₆). I GHG assorbono ed emettono a specifiche lunghezze d'onda nello spettro della radiazione infrarossa. Questa loro proprietà causa il fenomeno noto come effetto serra, causa del surriscaldamento del pianeta.
 - **GNL** Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160°C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.
 - **GPL** Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.
 - **NGL** Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.
 - **Offshore/Onshore** Il termine offshore indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; onshore è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.
 - **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'esplosione 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 distortivi 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 (c.d. 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.
 - **Volatile organic compound (VOC)** Insieme di sostanze chimiche, in forma liquida o di vapore, avente la capacità di evaporare facilmente a temperatura ambiente. I composti che rientrano in questa categoria sono più di 300. Tra i più noti sono gli idrocarburi alifatici, i terpeni, gli idrocarburi aromatici, gli idrocarburi alogenati, gli alcoli, gli esteri, i chetoni e le aldeidi.
 - **Workover** Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.



Bilancio consolidato
semestrale abbreviato

Stato patrimoniale

| (milioni di euro) | Note | 31.12.2010 | | 30.06.2011 | |
|---|------|----------------|------------------------------|----------------|------------------------------|
| | | Totale | di cui verso parti correlate | Totale | di cui verso parti correlate |
| ATTIVITÀ | | | | | |
| Attività correnti | | | | | |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | | 1.549 | | 1.474 | |
| Altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita | (4) | 382 | | 360 | |
| Crediti commerciali e altri crediti | (5) | 23.636 | 1.356 | 22.180 | 1.316 |
| Rimanenze | (6) | 6.589 | | 6.911 | |
| Attività per imposte sul reddito correnti | | 467 | | 231 | |
| Attività per altre imposte correnti | | 938 | | 864 | |
| Altre attività correnti | (7) | 1.350 | 9 | 1.358 | 1 |
| | | 34.911 | | 33.378 | |
| Attività non correnti | | | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | (8) | 67.404 | | 67.162 | |
| Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo | | 2.024 | | 2.370 | |
| Attività immateriali | (9) | 11.172 | | 10.891 | |
| Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | (10) | 5.668 | | 5.704 | |
| Altre partecipazioni | (10) | 422 | | 375 | |
| Altre attività finanziarie | (11) | 1.523 | 668 | 1.578 | 832 |
| Attività per imposte anticipate | (12) | 4.864 | | 5.028 | |
| Altre attività non correnti | (13) | 3.355 | 16 | 3.713 | 3 |
| | | 96.432 | | 96.821 | |
| Attività destinate alla vendita | (22) | 517 | | 480 | |
| TOTALE ATTIVITÀ | | 131.860 | | 130.679 | |
| PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO | | | | | |
| Passività correnti | | | | | |
| Passività finanziarie a breve termine | (14) | 6.515 | 127 | 4.357 | 298 |
| Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine | (18) | 963 | | 1.216 | |
| Debiti commerciali e altri debiti | (15) | 22.575 | 1.297 | 20.273 | 1.475 |
| Passività per imposte sul reddito correnti | (16) | 1.515 | | 2.100 | |
| Passività per altre imposte correnti | | 1.659 | | 2.271 | |
| Altre passività correnti | (17) | 1.620 | 5 | 1.480 | 5 |
| | | 34.847 | | 31.697 | |
| Passività non correnti | | | | | |
| Passività finanziarie a lungo termine | (18) | 20.305 | | 22.021 | |
| Fondi per rischi e oneri | (19) | 11.792 | | 11.743 | |
| Fondi per benefici ai dipendenti | | 1.032 | | 1.064 | |
| Passività per imposte differite | (20) | 5.924 | | 5.803 | |
| Altre passività non correnti | (21) | 2.194 | 45 | 2.576 | 46 |
| | | 41.247 | | 43.207 | |
| Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita | (22) | 38 | | 71 | |
| TOTALE PASSIVITÀ | | 76.132 | | 74.975 | |
| PATRIMONIO NETTO | (23) | | | | |
| Interessenze di terzi | | 4.522 | | 4.762 | |
| Patrimonio netto di Eni: | | | | | |
| Capitale sociale | | 4.005 | | 4.005 | |
| Riserve | | 49.450 | | 49.890 | |
| Azioni proprie | | (6.756) | | (6.754) | |
| Acconto sul dividendo | | (1.811) | | | |
| Utile dell'esercizio | | 6.318 | | 3.801 | |
| Totale patrimonio netto di Eni | | 51.206 | | 50.942 | |
| TOTALE PATRIMONIO NETTO | | 55.728 | | 55.704 | |
| TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO | | 131.860 | | 130.679 | |

Conto economico

| (milioni di euro) | Note | I semestre 2010 | | I semestre 2011 | |
|---|------|-----------------|---------------------------------|-----------------|---------------------------------|
| | | Totale | di cui verso parti correlate | Totale | di cui verso parti correlate |
| RICAVI | | | | | |
| Ricavi della gestione caratteristica | (26) | 47.706 | 1.357 | 53.375 | 1.593 |
| Altri ricavi e proventi | | 537 | 16 | 590 | 17 |
| Totale ricavi | | 48.243 | | 53.965 | |
| COSTI OPERATIVI | (27) | | | | |
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | | 32.466 | 2.378 | 37.965 | 2.807 |
| - di cui (proventi) oneri non ricorrenti | | | | 69 | |
| Costo lavoro | | 2.199 | 17 | 2.262 | 16 |
| ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI | | 33 | 23 | (12) | 12 |
| AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI | | 4.459 | | 4.278 | |
| UTILE OPERATIVO | | 9.152 | | 9.448 | |
| PROVENTI (ONERI) FINANZIARI | (28) | | | | |
| Proventi finanziari | | 3.660 | 29 | 2.858 | 26 |
| Oneri finanziari | | (3.930) | (5) | (3.460) | (1) |
| Strumenti derivati | | (331) | | 225 | |
| | | (601) | | (377) | |
| PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI | (29) | | | | |
| - Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | | 292 | | 282 | |
| - Altri proventi (oneri) su partecipazioni | | 380 | | 439 | |
| | | 672 | | 721 | |
| UTILE ANTE IMPOSTE | | 9.223 | | 9.792 | |
| Imposte sul reddito | (30) | (4.865) | | (5.333) | |
| Utile netto | | 4.358 | | 4.459 | |
| Di competenza: | | | | | |
| - azionisti Eni | | 4.046 | | 3.801 | |
| - interessenze di terzi | | 312 | | 658 | |
| | | 4.358 | | 4.459 | |
| Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontari in euro per azione) | (31) | | | | |
| - semplice | | 1,12 | | 1,05 | |
| - diluito | | 1,12 | | 1,05 | |

Prospetto dell'utile complessivo

| (milioni di euro) | Note | I semestre 2010 | I semestre 2011 |
|--|------|-----------------|-----------------|
| Utile netto | | 4.358 | 4.459 |
| Altre componenti dell'utile complessivo: | | | |
| Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro | | 4.974 | (2.374) |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | (23) | 342 | 120 |
| Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita | (23) | | (6) |
| Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | | (16) | 5 |
| Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo | (23) | (134) | (48) |
| Totale altre componenti dell'utile complessivo | | 5.166 | (2.303) |
| Totale utile complessivo del periodo | | 9.524 | 2.156 |
| Di competenza: | | | |
| - azionisti Eni | | 9.118 | 1.549 |
| - interessenze di terzi | | 406 | 607 |
| | | 9.524 | 2.156 |

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 2009 | | 4.005 | 959 | 6.757 | (439) | 5 | 1.492 | (1.665) | (6.757) | 39.160 | (1.811) | 4.367 | 46.073 | 3.978 | 50.051 |
| Utile del primo semestre 2010 | | | | | | | | | | | | 4.046 | 4.046 | 312 | 4.358 |
| Altre componenti dell'utile complessivo: | | | | | | | | | | | | | | | |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale | | | | | 208 | | | | | | | | 208 | | 208 |
| Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | | | | | | | (?) | | | | | | (?) | (9) | (16) |
| Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro | | | | | (3) | | | 4.501 | 373 | | | | 4.871 | 103 | 4.974 |
| | | | | | 205 | | (?) | 4.501 | 373 | | | | 5.072 | 94 | 5.166 |
| Totale utile complessivo | | | | | 205 | | (?) | 4.501 | 373 | | | 4.046 | 9.118 | 406 | 9.524 |
| Operazioni con gli azionisti: | | | | | | | | | | | | | | | |
| Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,50 euro per azione a saldo dell'acconto 2009 di 0,50 euro per azione) | | | | | | | | | | | 1.811 | (3.622) | (1.811) | | (1.811) |
| Attribuzione del dividendo di altre società | | | | | | | | | | | | | | (353) | (353) |
| Destinazione utile residuo 2009 | | | | | | | | | 745 | | | (745) | | | |
| Interessenze di terzi uscite a seguito dell'esclusione dell'area di consolidamento di GreenStream BV per cessione del controllo | | | | | | | | | | | | | | (37) | (37) |
| | | | | | | | | | 745 | 1.811 | (4.367) | (1.811) | (390) | (2.201) | |
| Altri movimenti di patrimonio netto: | | | | | | | | | | | | | | | |
| Costo stock option | | | | | | | | | 4 | | | | 4 | | 4 |
| Diritti decaduti stock option | | | | | | | | | (6) | | | | (6) | | (6) |
| Altre variazioni | | | | | | | | | 1 | | | | 1 | 2 | 3 |
| | | | | | | | | | (1) | | | | (1) | 2 | 1 |
| Saldi al 30 giugno 2010 | | 4.005 | 959 | 6.757 | (234) | 5 | 1.485 | 2.836 | (6.757) | 40.277 | | 4.046 | 53.379 | 3.996 | 57.375 |
| Utile del secondo semestre 2010 | | | | | | | | | | | | 2.272 | 2.272 | 753 | 3.025 |
| Altre componenti dell'utile complessivo: | | | | | | | | | | | | | | | |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale | | | | | 59 | | | | | | | | 59 | | 59 |
| Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale | | | | | | (8) | | | | | | | (8) | | (8) |
| Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | | | | | | | 2 | | | | | | 2 | 4 | 6 |
| Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro | | | | | 1 | | | (2.297) | (448) | | | | (2.744) | (61) | (2.805) |
| | | | | | 60 | (8) | 2 | (2.297) | (448) | | | | (2.691) | (57) | (2.748) |
| Totale utile complessivo | | | | | 60 | (8) | 2 | (2.297) | (448) | | | 2.272 | (419) | 696 | 277 |
| Operazioni con gli azionisti: | | | | | | | | | | | | | | | |
| Acconto sul dividendo (0,50 euro per azione) | | | | | | | | | | | (1.811) | | (1.811) | | (1.811) |
| Attribuzione del dividendo di altre società | | | | | | | | | | | | | | (161) | (161) |
| Effetto relativo all'acquisizione da parte di Snam Rete Gas SpA di Italgas SpA e di Stogit SpA | | | | | | | 56 | | | | | | 56 | (56) | |
| 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 Rete Gas a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti | | | | | | | | | | 10 | | | 10 | 27 | 37 |
| Interessenze di terzi entrate a seguito dell'acquisizione del controllo di Altagaz SA | | | | | | | | | | | | | | ? | ? |
| | | | | | (1) | | 56 | | 1 | 11 | (1.811) | | (1.744) | (183) | (1.927) |
| Altri movimenti di patrimonio netto: | | | | | | | | | | | | | | | |
| Costo stock option | | | | | | | | | | 3 | | | 3 | | 3 |
| Warrant su azioni Altagaz SA | | | | | | | (25) | | | | | | (25) | | (25) |
| Altre variazioni | | | | | | | | | | 12 | | | 12 | 13 | 25 |
| | | | | | | | (25) | | | 15 | | | (10) | 13 | 3 |
| Saldi al 31 dicembre 2010 | (23) | 4.005 | 959 | 6.756 | (174) | (3) | 1.518 | 539 | (6.756) | 39.855 | (1.811) | 6.318 | 51.206 | 4.522 | 55.728 |

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 2010 | (23) | 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 | (23) | | | | 71 | | | | | | | | 71 | | 71 |
| Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale | (23) | | | | | (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) |
| Totale utile complessivo | | | | | 71 | (5) | 2 | (2.200) | | (120) | | 3.801 | 1.549 | 607 | 2.156 |
| Operazioni con gli azionisti: | | | | | | | | | | | | | | | |
| Attribuzione del dividendo di Eni SpA | | | | | | | | | | | 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 interessenze di terzi relative ad Altergaz SA e Tigaz Zrt | | | | | | | 25 | | (28) | | | | (3) | (5) | (8) |
| "Effetto relativo all'acquisizione da parte di Snam Rete Gas 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 Rete Gas 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 | (23) | 4.005 | 959 | 6.754 | (103) | (8) | 1.542 | (1.661) | (6.754) | 42.407 | | 3.801 | 50.942 | 4.762 | 55.704 |

Rendiconto finanziario

| (milioni di euro) | Note | I semestre 2010 | I semestre 2011 |
|---|------|-----------------|-----------------|
| Utile netto | | 4.358 | 4.459 |
| Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operative: | | | |
| Ammortamenti | (27) | 4.370 | 4.021 |
| Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali | (27) | 89 | 257 |
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | (29) | (292) | (282) |
| Plusvalenze nette su cessioni di attività | | (244) | (28) |
| Dividendi | (29) | (242) | (437) |
| Interessi attivi | | (64) | (50) |
| Interessi passivi | | 274 | 341 |
| Imposte sul reddito | (30) | 4.865 | 5.333 |
| Altre variazioni | | 227 | (42) |
| Variazioni del capitale di esercizio: | | | |
| - rimanenze | | (1.190) | (847) |
| - crediti commerciali | | 86 | 1.711 |
| - debiti commerciali | | 947 | (1.506) |
| - fondi per rischi e oneri | | 54 | 167 |
| - altre attività e passività | | 216 | 113 |
| <i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i> | | 113 | (362) |
| Variazione fondo per benefici ai dipendenti | | 9 | (12) |
| Dividendi incassati | | 388 | 454 |
| Interessi incassati | | 74 | 5 |
| Interessi pagati | | (408) | (538) |
| Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati | | (4.378) | (4.523) |
| Flusso di cassa netto da attività operativa | | 9.139 | 8.596 |
| - di cui verso parti correlate | (33) | (556) | (963) |
| Investimenti: | | | |
| - attività materiali | (8) | (6.415) | (5.871) |
| - attività immateriali | (9) | (692) | (744) |
| - imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda | | | (22) |
| - partecipazioni | (10) | (115) | (106) |
| - titoli | | (13) | (40) |
| - crediti finanziari | | (636) | (620) |
| - variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale | | (40) | 60 |
| <i>Flusso di cassa degli investimenti</i> | | <i>(7.911)</i> | <i>(7.343)</i> |
| Disinvestimenti: | | | |
| - attività materiali | | 213 | 85 |
| - attività immateriali | | 5 | 8 |
| - imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda | | 48 | 1 |
| - partecipazioni | | 529 | 9 |
| - titoli | | 26 | 52 |
| - crediti finanziari | | 495 | 518 |
| - variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento | | (32) | 110 |
| <i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i> | | <i>1.284</i> | <i>783</i> |
| Flusso di cassa netto da attività di investimento | | (6.627) | (6.560) |
| - di cui verso parti correlate | (33) | (895) | (571) |

segue **Rendiconto finanziario**

| (milioni di euro) | Note | I semestre 2010 | I semestre 2011 |
|---|------|--------------------|--------------------|
| Assunzione di debiti finanziari non correnti | | 368 | 3.050 |
| Rimborsi di debiti finanziari non correnti | | (1.147) | (1.057) |
| Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti | | 413 | (1.880) |
| | | (366) | 113 |
| Apporti netti di capitale proprio da terzi | | | 27 |
| Cessione netta di azioni proprie diverse dalla controllante | | 16 | 13 |
| Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate | | | (8) |
| Dividendi distribuiti ad azionisti Eni | | (1.811) | (1.811) |
| Dividendi distribuiti ad altri azionisti | | (353) | (397) |
| Flusso di cassa netto da attività di finanziamento | | (2.514) | (2.063) |
| - di cui verso parti correlate | (33) | 17 | 179 |
| Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti) | | | (7) |
| Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti | | 69 | (41) |
| Flusso di cassa netto del periodo | | 67 | (75) |
| Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo | | 1.608 | 1.549 |
| Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo | | 1.675 | 1.474 |

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 di quelli adottati nella relazione finanziaria annuale.

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.

Le note al bilancio sono presentate in forma sintetica. L'informativa relativa ai rapporti con parti correlate è stata predisposta secondo le disposizioni dello IAS 24 "Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate", entrato in vigore a partire dall'esercizio 2011, che integrano la definizione di parti correlate e l'informativa di bilancio.

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile. I debiti e i crediti tributari per imposte 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 e le altre partecipazioni rilevanti 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 2011" 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 2011, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 28 luglio 2011, 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 12 maggio 2011, lo IASB ha emesso l'IFRS 10 "Consolidated Financial Statements" e la versione aggiornata dello IAS 27 "Separate Financial Statements" che stabiliscono, rispettivamente, i principi da adottare per la presentazione e la preparazione del bilancio consolidato e del bilancio separato. Le disposizioni dell'IFRS 10 forniscono, tra l'altro, una nuova definizione di controllo da applicarsi in maniera uniforme a tutte le imprese

(ivi incluse le società veicolo). Secondo tale definizione, un'impresa è in grado di esercitare il controllo se è esposta o ha il diritto a partecipare ai risultati (positivi e negativi) della partecipata e se è in grado di esercitare il suo potere per influenzarne i risultati economici. Il principio fornisce alcuni indicatori da considerare ai fini della valutazione dell'esistenza del controllo che includono, tra l'altro, diritti potenziali, diritti meramente protettivi, l'esistenza di rapporti di agenzia o di franchising. Le nuove disposizioni, inoltre, riconoscono la possibilità di esercitare il controllo su una partecipata anche in assenza della maggioranza dei diritti di voto per effetto della dispersione dell'azionariato o di un atteggiamento passivo da parte degli altri investitori. Le disposizioni dell'IFRS 10 e della nuova versione dello IAS 27 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

In data 12 maggio 2011, lo IASB ha emesso l'IFRS 11 "Joint Arrangements" e la versione aggiornata dello IAS 28 "Investments in Associates and Joint Ventures". L'IFRS 11 individua, sulla base dei diritti e delle obbligazioni in capo ai partecipanti, due tipologie di accordi, le joint operation e le joint venture, e disciplina il conseguente trattamento contabile da adottare per la loro rilevazione in bilancio. Con riferimento alla rilevazione delle joint venture, le nuove disposizioni indicano, quale unico trattamento possibile, il metodo del patrimonio netto, eliminando la possibilità di utilizzo del consolidamento proporzionale. La versione aggiornata dello IAS 28 definisce, tra l'altro, il trattamento contabile da adottare in caso di vendita totale o parziale di una partecipazione in un'impresa controllata congiuntamente o collegata. Le disposizioni dell'IFRS 11 e della nuova versione dello IAS 28 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013. In data 12 maggio 2011, lo IASB ha emesso l'IFRS 12 "Disclosure of Interests in Other Entities" che disciplina l'informativa da fornire nel bilancio consolidato in merito alle imprese controllate, alle imprese controllate congiuntamente e alle imprese collegate, nonché alle imprese veicolo (structured entities) non incluse nell'area di consolidamento. Le disposizioni dell'IFRS 12 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

In data 12 maggio 2011, lo IASB ha emesso l'IFRS 13 "Fair Value Measurement" relativo alla definizione di un framework unico per le valutazioni al fair value e all'informativa di bilancio. Il fair value è definito come il prezzo da ricevere per la vendita di un'attività (da pagare per l'estinzione di una passività) nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato. Le disposizioni dell'IFRS 13 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

In data 16 giugno 2011, lo IASB ha emesso gli Amendments to IAS 1 "Presentation of Items of Other Comprehensive Income" che introducono, tra l'altro, l'obbligo di raggruppare le componenti dell'utile complessivo sulla base della possibilità di una loro riclassifica a conto economico secondo quanto disposto dagli IFRS di riferimento (c.d. reclassification adjustments). Le disposizioni sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° luglio 2012 (per Eni: bilancio 2013).

In data 16 giugno 2011, lo IASB ha emesso la nuova versione dello IAS 19 "Employee Benefits" che introduce tra l'altro, l'obbligo di rilevare gli utili e le perdite attuariali nel prospetto dell'utile complessivo, eliminando la possibilità di adottare il metodo del corridoio. Gli utili e le perdite attuariali rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico. Le nuove disposizioni richiedono, inoltre, un'integrazione dell'informativa di bilancio da fornire con particolare riferimento ai piani per benefici definiti. 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 destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita

Le altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2010 | 30.06.2011 |
|---|------------|------------|
| Titoli strumentali all'attività operativa | 273 | 229 |
| Titoli non strumentali all'attività operativa | 109 | 131 |
| | 382 | 360 |

I titoli di 360 milioni di euro (382 milioni di euro al 31 dicembre 2010) sono disponibili per la vendita. Al 31 dicembre 2010 e al 30 giugno 2011, Eni non deteneva attività finanziarie destinate alla negoziazione.

I titoli strumentali all'attività operativa di 229 milioni di euro (273 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd per 223 milioni di euro (267 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

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

Il fair value dei titoli è stato determinato 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) | 31.12.2010 | 30.06.2011 |
|---|---------------|---------------|
| Crediti commerciali | 17.221 | 15.277 |
| Crediti finanziari: | | |
| - strumentali all'attività operativa – breve termine | 436 | 420 |
| - strumentali all'attività operativa – quote a breve di crediti a lungo termine | 220 | 168 |
| - non strumentali all'attività operativa | 6 | 11 |
| | 662 | 599 |
| Altri crediti: | | |
| - attività di disinvestimento | 86 | 34 |
| - altri | 5.667 | 6.270 |
| | 5.753 | 6.304 |
| | 23.636 | 22.180 |

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 1.545 milioni di euro (1.524 milioni di euro al 31 dicembre 2010):

| (milioni di euro) | Valore al 31.12.2010 | Accantonamenti | Utilizzi | Altre variazioni | Valore al 30.06.2011 |
|---------------------|-------------------------|----------------|-------------|------------------|-------------------------|
| Crediti commerciali | 962 | 86 | (20) | (8) | 1.020 |
| Crediti finanziari | 6 | | | | 6 |
| Altri crediti | 556 | 1 | (1) | (37) | 519 |
| | 1.524 | 87 | (21) | (45) | 1.545 |

Nel corso del primo semestre 2011 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto not notification di crediti commerciali con scadenza successiva al 30 giugno 2011 di 1.180 milioni di euro (1.279 milioni di euro nell'esercizio 2010 con scadenza 2011). La cessione ha riguardato crediti commerciali relativi ai settori Refining & Marketing (948 milioni di euro), Gas & Power (207 milioni di euro) e Petrolchimica (25 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.

I crediti commerciali di 15.277 milioni di euro (17.221 milioni di euro al 31 dicembre 2010) comprendono crediti per posizioni attive di take-or-pay nell'ambito di contratti di somministrazione gas a lungo termine per 208 milioni di euro (112 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

Il decremento dei crediti commerciali di 1.944 milioni di euro è riferito principalmente al settore Gas & Power (1.027 milioni di euro), al settore Ingegneria & Costruzioni (586 milioni di euro) e al settore Refining & Marketing (230 milioni di euro).

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali di 86 milioni di euro è riferito principalmente al settore Gas & Power (64 milioni di euro). Le altre variazioni del fondo svalutazione crediti di 45 milioni di euro comprendono differenze di cambio da conversione per 40 milioni di euro.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 588 milioni di euro (656 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano principalmente finanziamenti concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per 388 milioni di euro (470 milioni di euro al 31 dicembre 2010), depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd per 174 milioni di euro (159 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e crediti per leasing finanziario per 16 milioni di euro (19 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 11 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano principalmente depositi vincolati. Altri crediti per 481 milioni di euro del settore Exploration & Production, relativi al recupero di costi di investimento, sono oggetto di arbitrato (482 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

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 e la sua scadenza.

6 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2010 | | | | | 30.06.2011 | | | | |
|---|--|------------------|--------------------------------|--------------|--------------|--|------------------|--------------------------------|--------------|--------------|
| | 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 | 878 | 167 | | 1.516 | 2.561 | 711 | 198 | | 1.541 | 2.450 |
| Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati | 117 | 33 | | 1 | 151 | 127 | 26 | | 1 | 154 |
| Lavori in corso su ordinazione | | | 428 | | 428 | | | 971 | | 971 |
| Prodotti finiti e merci | 2.721 | 666 | | 62 | 3.449 | 2.429 | 835 | | 72 | 3.336 |
| | 3.716 | 866 | 428 | 1.579 | 6.589 | 3.267 | 1.059 | 971 | 1.614 | 6.911 |

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

| (milioni di euro) | Valori al 31.12.2010 | Variazione del periodo | Accantonamenti | Utilizzi | Variazione dell'area di consolidamento | Differenze di cambio da conversione | Altre variazioni | Valori al 30.06.2011 |
|------------------------|----------------------|------------------------|----------------|-----------|--|-------------------------------------|------------------|----------------------|
| Rimanenze lorde | 6.694 | 300 | | | (18) | (100) | 112 | 6.988 |
| Fondo svalutazione | (105) | | (90) | 70 | | 3 | 45 | (??) |
| Rimanenze nette | 6.589 | 300 | (90) | 70 | (18) | (97) | 157 | 6.911 |

7 Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2010 | 30.06.2011 |
|--|--------------|--------------|
| Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura | 596 | 764 |
| Fair value su strumenti finanziari derivati di trading | 30 | 104 |
| Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | 210 | 21 |
| Altre attività | 514 | 469 |
| | 1.350 | 1.358 |

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

Il fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura di 764 milioni di euro (596 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda contratti 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 trading di 104 milioni di euro (30 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda contratti derivati 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 degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di 21 milioni di euro (210 milioni di euro al 31 dicembre 2010) è riferito per 20 milioni di euro (210 milioni di euro al 31 dicembre 2010) al settore Gas & Power e riguarda operazioni di copertura del rischio commodity 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: i flussi di cassa relativi ai contratti di somministrazione possono essere influenzati da prezzi hub, mentre i flussi di cassa associati ai costi di approvvigionamento sono per la maggior parte ancora legati all'indice oil. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge sono indicati alle note n. 23 – Patrimonio netto e alla nota 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 31.12.2010 | Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2010 | Valore netto al 31.12.2010 | Investimenti | Ammortamenti | Svalutazioni | Variazione dell'area di consolidamento | Differenze di cambio da conversione | Altre variazioni | Valore netto al 30.06.2011 | Valore lordo al 30.06.2011 | Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2011 |
|---------------------------------|----------------------------|---|----------------------------|--------------|--------------|--------------|--|-------------------------------------|------------------|----------------------------|----------------------------|---|
| Immobili, impianti e macchinari | 139.612 | 72.208 | 67.404 | 5.871 | (3.160) | (264) | (100) | (2.684) | 95 | 67.162 | 140.073 | 72.911 |

Gli investimenti di 5.871 milioni di euro (6.415 milioni di euro nel primo semestre 2010) sono riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production per 4.195 milioni di euro (4.629 milioni di euro nel primo semestre 2010), Ingegneria e Costruzioni per 549 milioni di euro (789 milioni di euro nel primo semestre 2010), Gas & Power per 536 milioni di euro (524 milioni di euro nel primo semestre 2010) e Refining & Marketing per 314 milioni di euro (265 milioni di euro nel primo semestre 2010).

Le svalutazioni di 264 milioni di euro (79 milioni di euro nel primo semestre 2010) si analizzano per settore di attività, al lordo e al netto del relativo effetto fiscale, come segue:

| (milioni di euro) | I semestre 2010 | I semestre 2011 |
|--|-----------------|-----------------|
| Svalutazioni: | | |
| - Exploration & Production | 29 | 141 |
| - Refining & Marketing | 33 | 37 |
| - Petrochimica | 9 | 70 |
| - Altri settori | 8 | 16 |
| | 79 | 264 |
| Effetto fiscale: | | |
| - Exploration & Production | 11 | 52 |
| - Refining & Marketing | 12 | 14 |
| - Petrochimica | 3 | 20 |
| - Altri settori | 2 | 1 |
| | 28 | 87 |
| Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale: | | |
| - Exploration & Production | 18 | 89 |
| - Refining & Marketing | 21 | 23 |
| - Petrochimica | 6 | 50 |
| - Altri settori | 6 | 15 |
| | 51 | 177 |

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 (c.d. cash generating unit). Nel semestre non sono intervenute variazioni nella composizione e articolazione delle cash generating unit di Eni rispetto alla relazione finanziaria annuale 2010 alla quale si rinvia (v. nota n. 14 al bilancio consolidato). 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. Per le CGU dei settori regolati del trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas, considerato che la struttura dei costi operativi sostenuta è riconosciuta nelle tariffe definite dalle Autorità di regolazione, il valore d'uso delle relative CGU è fatto pari al valore del capitale investito netto riconosciuto dalle stesse Autorità di regolazione (Regulatory Asset Base - RAB).

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, dal piano industriale quadriennale adottato dalla Direzione Aziendale per le valutazioni eseguite in sede di bilancio con gli aggiornamenti disponibili alla data di redazione della situazione contabile 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, etc.) 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, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di

costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali; c) per le CGU Petrolchimica, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di investimenti di mantenimento e di risultato operativo più ammortamenti normalizzato; d) 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 ed il 2%; e) per gli asset dei settori regolati del trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas è definito un terminal value pari al valore della regulatory asset base dell'ultimo anno del piano; (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 a supporto del processo di pianificazione strategica del management Eni per gli anni successivi.

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 Petrolchimica 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). I WACC adjusted utilizzati ai fini della determinazione delle svalutazioni nella relazione semestrale 2011 confermano i tassi adottati in sede di bilancio 2010 con valori compresi tra l'8% e il 13%. 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 Exploration & Production sono state registrate svalutazioni per l'ammontare complessivo di 141 milioni di euro che hanno riguardato essenzialmente proprietà a gas negli Stati Uniti in funzione dell'aggiornamento dello scenario dei prezzi di mercato delle commodity e della revisione delle riserve. Nel caso delle svalutazioni di maggiore significatività, che hanno riguardato un singolo asset, il tasso di sconto post-tax utilizzato per l'attualizzazione dei flussi di cassa è stato dell'8% che equivale al tasso pre-tax dell'11,5%. Nei settori Refining & Marketing e Petrolchimica sono state registrate svalutazioni di modesta entità riguardanti gli investimenti tecnici di periodo, principalmente, progetti di sicurezza eseguiti nell'ambito di CGU svalutate in esercizi passati delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività.

Con riferimento alle attività materiali in Libia (2.635 milioni di euro), tutte le attività di produzione Eni e le esportazioni attraverso il gasdotto GreenStream sono state sospese ad eccezione del campo di Wafa che produce quantitativi di gas e liquidi associati destinati ad alimentare le centrali per la generazione di energia elettrica del Paese. Gli impianti e la pipeline sono stati messi in sicurezza e a oggi non hanno subito danni. Eni è tecnicamente in grado di riportare la produzione di gas a livelli originari ante crisi nel 2010 una volta che la situazione tornerà alla normalità. Da marzo Eni ha evacuato tutto il personale espatriato ed ha sospeso tutte le attività legate ai progetti di esplorazione e di sviluppo. La produzione d'idrocarburi si è ridotta dal livello atteso di circa 280 mila boe/giorno a livello attuale di circa 50 mila boe/giorno.

L'impairment test eseguito relativamente agli asset in Libia non evidenzia svalutazioni anche considerando un periodo di sospensione delle attività significativamente superiore a quello attualmente previsto.

In conseguenza del conflitto in corso e della necessità di osservare le limitazioni imposte dalle vigenti sanzioni verso la Libia, nell'aprile 2011 Eni ha formalmente notificato alla controparte contrattuale libica l'avveramento di eventi di forza maggiore. Come previsto dagli accordi, sono in corso discussioni con le controparti contrattuali per concordare azioni di mitigazione. Qualora, entro due anni a partire dalla notifica della forza maggiore, l'evento di forza maggiore perdurasse e non si fossero concordate le azioni di mitigazione, e salvo diverso accordo delle parti, il contratto cesserebbe di avere valore. Eni ha messo in atto e perseguirà in futuro ogni azione al fine di salvaguardare i propri investimenti in Libia.

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di 2.684 milioni di euro riguardano principalmente imprese con moneta funzionale dollaro USA (2.621 milioni di euro).

La variazione dell'area di consolidamento di 100 milioni di euro è riferita alla perdita del controllo della Petromar Lda.

Le altre variazioni di 95 milioni di euro comprendono la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti per 73 milioni di euro relativi per 224 milioni di euro al settore Exploration & Production e in diminuzione per 151 milioni di euro alla Stoccaggi Gas Italia SpA. La variazione relativa alla Stoccaggi Gas Italia SpA è connessa alla circostanza che a partire dal 1° gennaio 2011, con effetto prospettico, è stato adeguato il timing degli esborsi a fronte degli oneri per lo smantellamento e il ripristino dei siti di stoccaggio, rettificando in aumento di 20 anni (corrispondenti alla durata delle possibili proroghe) la stima dei tempi previsti per l'estinzione delle obbligazioni. Tale modalità di calcolo è coerente con la remunerazione dei costi ai fini tariffari, riconosciuta da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

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

| (milioni di euro) | Valori al 31.12.2010 | Acquisizioni | Svalutazioni | Riclassifica a Proved Mineral Interest | Altre variazioni e differenze di cambio da conversione | Valori al 30.06.2011 |
|-----------------------|----------------------|--------------|--------------|--|--|----------------------|
| Africa occidentale | 1.248 | 700 | | (2) | (115) | 1.831 |
| Resto dell'Asia | 768 | | | (5) | (58) | 705 |
| America | 718 | | (59) | (75) | (27) | 557 |
| Africa settentrionale | 511 | 57 | | | (40) | 528 |
| Resto d'Europa | 16 | | | | (2) | 14 |
| | 3.261 | 757 | (59) | (82) | (242) | 3.635 |

Le acquisizioni del semestre riguardano l'assegnazione di blocchi e quote in permessi petroliferi in Nigeria e in Algeria.

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 31.12.2010 | Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2010 | Valore netto al 31.12.2010 | Investimenti | Ammortamenti | Svalutazioni | Differenze di cambio da conversione | Altre variazioni | Valore netto al 30.06.2011 | Valore lordo al 30.06.2011 | Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2011 |
|---|-------------------------------|--|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|---|------------------|-------------------------------|-------------------------------|--|
| Attività immateriali a vita utile definita | 15.024 | 8.027 | 6.997 | 744 | (864) | (1) | (53) | (89) | 6.734 | 15.391 | 8.657 |
| Attività immateriali a vita utile indefinita | | | | | | | | | | | |
| - Avviamento | | | 4.175 | | | | (18) | | 4.157 | | |
| | | | 11.172 | 744 | (864) | (1) | (71) | (89) | 10.891 | | |

Gli investimenti di 744 milioni di euro (692 milioni di euro nel primo semestre 2010) comprendono i costi di ricerca mineraria del settore Exploration & Production ammortizzati interamente nell'esercizio di sostenimento che ammontano a 469 milioni di euro (513 milioni di euro nel primo semestre 2010). Gli ammortamenti di 864 milioni di euro (898 milioni di euro nel primo semestre 2010) comprendono ammortamenti di bonus di firma per 107 milioni di euro (117 milioni di euro nel primo semestre 2010).

Il saldo finale della voce goodwill di 4.157 milioni di euro (4.175 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si analizza per settore di attività come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2010 | 30.06.2011 |
|----------------------------|--------------|--------------|
| - Exploration & Production | 262 | 243 |
| - Gas & Power | 3.000 | 2.999 |
| - Refining & Marketing | 164 | 166 |
| - Ingegneria & Costruzioni | 749 | 749 |
| | 4.175 | 4.157 |

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 rappresentate dalle business unit commerciali che avendo flussi interdipendenti beneficiano collettivamente 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. Per le CGU dei settori regolati del trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas, considerato che la struttura dei costi operativi sostenuta è riconosciuta nelle tariffe definite dalle Autorità di regolazione, il valore d'uso delle relative CGU è fatto pari al valore del capitale investito netto riconosciuto dalle stesse Autorità di regolazione (Regulatory Asset Base - RAB).

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, dal piano industriale quadriennale adottato dalla Direzione Aziendale per le valutazioni eseguite in sede di bilancio con gli aggiornamenti disponibili alla data di redazione della situazione contabile 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, etc.) 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, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali; 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 ed il 2%; d) per le CGU dei business regolati del gas Italia trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione è definito un terminal value pari al valore della regulatory asset base dell'ultimo anno del piano; (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 a supporto del processo di pianificazione strategica del management Eni per gli anni successivi.

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 Petrochimica 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 semestrale 2011 sono stati confermati i WACC adjusted post imposte utilizzati in sede di bilancio 2010 ai fini della determinazione delle svalutazioni, con valori compresi tra l'8% e il 13%; (ii) per i settori Gas & Power ed Ingegneria & Costruzioni agli specifici WACC di settore (su 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 situazione contabile semestrale 2011 confermano i valori utilizzati in sede di bilancio 2010 minimo 7% massimo 8% per il settore Gas & Power e 9% per il settore Ingegneria & Costruzioni; (iii) per le attività regolate il tasso utilizzato è quello definito dal regolatore per la redditività del capitale investito netto.

Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto 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) | 31.12.2010 | 30.06.2011 |
|--------------------------|--------------|--------------|
| Mercato gas Italia | 767 | 767 |
| Mercato gas estero | 1.918 | 1.917 |
| - di cui mercato europeo | 1.722 | 1.722 |
| Trasporto Italia | 305 | 305 |
| Altre | 10 | 10 |
| | 3.000 | 2.999 |

Il goodwill attribuito alla CGU mercato gas Italia riguarda essenzialmente quello rilevato in occasione del buy-out delle minorities di Italgas, operante nella commercializzazione di gas ai settori residenziali e business di ridotte dimensioni, a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (706 milioni di euro).

Il goodwill allocato alla CGU mercato europeo è quello riveniente dall'acquisizione della società belga Distrigas ed è stato attribuito a tale CGU alla cui composizione concorrono le attività di Distrigas e quelle di vendita gas in Europa direttamente e indirettamente 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 dall'acquisizione. L'impairment test eseguito per entrambe le CGU mercato gas Italia e mercato europeo non evidenzia svalutazioni.

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 che confermano il permanere di deboli condizioni di mercato a causa dell'eccesso di offerta, contenuta dinamica della domanda nel breve termine ed elevata pressione competitiva. Tali trend sono previsti penalizzare i risultati economici e i cash flow del business gas nella seconda metà del 2011 e nel 2012. In particolare la CGU mercato europeo è prevista essere penalizzata dalla riduzione dei margini unitari dovuti all'andamento negativo degli spread tra prezzi spot del gas agli hub continentali, riferimento crescente delle formule di vendita, e i costi di approvvigionamento del gas Eni indicizzati al prezzo del petrolio e dei derivati, nonché dalle ridotte opportunità di vendita. Dal 2013 il management prevede una ripresa del mercato del gas guidata dal miglioramento dei margini unitari e dalla crescita più robusta delle vendite.

Rispetto al piano quadriennale adottato in sede di bilancio 2010, il management assume nell'aggiornamento delle proiezioni economico-finanziarie in occasione della semestrale 2011 le seguenti variazioni: i) riduzione dei volumi in media dell'1% nel quadriennio 2011-2014; ii) miglioramento dei margini unitari di commercializzazione in particolare dal 2013; iii) azzeramento del tasso finale di crescita della perpetuity (in precedenza 1,6%); iv) tasso di attualizzazione invariato. Queste assunzioni comportano un valore d'uso sostanzialmente allineato al valore di libro della CGU compreso il goodwill a essa allocato; pertanto un peggioramento in ciascuno dei parametri indicati comporterebbe il rischio di svalutazioni.

I cash flow futuri della CGU mercato europeo sono stati stimati assumendo gli effetti economici e finanziari delle rinegoziazioni dei principali contratti di approvvigionamento di gas Eni. Qualora la conclusione di tali rinegoziazioni non fosse in linea con le aspettative del management e in assenza di una decisa ripresa del mercato del gas, l'impatto negativo sui risultati e i cash flow futuri del business gas potrebbero avere conseguenze sulla tenuta del valore di libro degli asset della CGU mercato europeo.

La stima del valore terminale delle due CGU mercato gas Italia e mercato gas estero è stata eseguita con il metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero per entrambe. 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 10,3% (nell'impairment test della relazione finanziaria annuale 2010 il tasso di sconto post-tax del 7,5% corrispondeva al tasso pre-tax del 9,3%); per la CGU mercato gas Italia è stato utilizzato il tasso di sconto post-tax del 7% che corrisponde al tasso pre-tax dell'11,7% (nell'impairment test della relazione finanziaria annuale 2010 il tasso di sconto post-tax del 7% corrispondeva al tasso pre-tax dell'11,7%).

L'eccedenza del valore recuperabile della CGU mercato gas Italia rispetto al corrispondente valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito, pari a 485 milioni di euro, si azzerava al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 38% in media dei margini previsti; (ii) diminuzione del 38% in media dei volumi previsti; (iii) incremento di 4,7 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita nominale negativo del 6,4%. 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).

Il goodwill attribuito alla CGU trasporto Italia deriva dall'acquisto di azioni proprie effettuato da Snam Rete Gas SpA e corrisponde alla differenza tra il prezzo pagato e il patrimonio netto acquisito a seguito dell'aumento dell'interessenza Eni. Il valore recuperabile della CGU trasporto Italia è stimato con riferimento al RAB riconosciuto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas ed è superiore al patrimonio netto del trasporto Italia nel bilancio consolidato Eni compresa la quota di goodwill allocata. Al momento non è ragionevolmente ipotizzabile nessuna modifica nelle assunzioni fatte che possa determinare l'azzeramento di tale eccedenza.

Settore Ingegneria & Costruzioni

| (milioni di euro) | 31.12.2010 | 30.06.2011 |
|-------------------|------------|------------|
| Offshore | 415 | 415 |
| Onshore | 318 | 318 |
| Altre | 16 | 16 |
| | 749 | 749 |

Il goodwill di 749 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 offshore e 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 2010 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 2010 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 243 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 166 milioni di euro riguarda, per 68 milioni di euro, reti di stazioni di servizio acquisite nel 2008 in 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 2010 ai fini della verifica della recuperabilità del valore di libro.

10 Partecipazioni

Le partecipazioni si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | Valore al 31.12.2010 | Acquisizioni e sottoscrizioni | Cessioni e rimborsi | Valutazione al patrimonio netto | Decremento per dividendi | Differenze di cambio da conversione | Altre variazioni | Valore al 30.06.2011 |
|--|----------------------|-------------------------------|---------------------|---------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|------------------|----------------------|
| Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | 5.668 | 104 | (1) | 318 | (221) | (234) | 70 | 5.704 |
| Altre partecipazioni | 422 | 2 | (8) | | | (17) | (24) | 375 |
| | 6.090 | 106 | (9) | 318 | (221) | (251) | 46 | 6.079 |

Le acquisizioni e sottoscrizioni relative alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto di 104 milioni di euro riguardano principalmente la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Angola LNG Ltd (69 milioni di euro) e la sottoscrizione del capitale della società neo costituita Est Più SpA (29 milioni di euro).

La valutazione con il metodo del patrimonio netto di 318 milioni di euro è riferita principalmente a Galp Energia SGPS SA (98 milioni di euro), a Unión Fenosa Gas SA (78 milioni di euro), alla United Gas Derivatives Co (24 milioni di euro), a PetroSucre SA (21 milioni di euro) e alla Blue Stream Pipeline Co BV (19 milioni di euro).

Il decremento per dividendi di 221 milioni di euro è riferito principalmente a Galp Energia SGPS SA (39 milioni di euro), a Unión Fenosa Gas SA (30 milioni di euro), a Azienda Energia e Servizi Torino SpA (26 milioni di euro) e a Termica Milazzo Srl (21 milioni di euro).

Le differenze di cambio da conversione di 251 milioni di euro riguardano essenzialmente imprese con moneta funzionale dollaro USA (251 milioni di euro).

Le altre variazioni delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto di 70 milioni di euro comprendono differenze di cambio da valutazione con il metodo del patrimonio netto di imprese con moneta funzionale diversa da quella dell'azionista (79 milioni di euro).

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 30 giugno 2011 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 30 giugno 2011" che costituisce parte integrante delle presenti note.

11 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2010 | 30.06.2011 |
|---|--------------|--------------|
| Crediti finanziari strumentali all'attività operativa | 1.488 | 1.542 |
| Titoli strumentali all'attività operativa | 35 | 36 |
| | 1.523 | 1.578 |

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono esposti al netto del fondo svalutazione di 31 milioni di euro (32 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 1.542 milioni di euro (1.488 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (681 milioni di euro), Gas & Power (650 milioni di euro) e Refining & Marketing (92 milioni di euro), nonché crediti per leasing finanziario per 78 milioni di euro. I finanziamenti sono concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per 821 milioni di euro. I crediti per leasing finanziario riguardano la cessione della rete di trasporto gas belga da parte della Finpipe GIE.

I titoli di 36 milioni di euro (35 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si intendono da mantenere sino alla scadenza.

Il valore di mercato dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a 1.574 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 0,7% e il 4,1% (lo 0,8% e il 4,1% al 31 dicembre 2010). 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 3.252 milioni di euro (3.421 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

| (milioni di euro) | Valore al 31.12.2010 | Incrementi netti | Differenze di cambio da conversione | Altre variazioni | Valore al 30.06.2011 |
|-------------------|----------------------|------------------|-------------------------------------|------------------|----------------------|
| | 4.864 | 357 | (238) | 45 | 5.028 |

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) | 31.12.2010 | 30.06.2011 |
|--|--------------|--------------|
| Attività per imposte correnti | 185 | 298 |
| Crediti per attività di disinvestimento | 800 | 688 |
| Altri crediti | 224 | 230 |
| Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura | 392 | 505 |
| Fair value su strumenti finanziari derivati di trading | 28 | 103 |
| Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | 102 | 2 |
| Altre attività | 1.624 | 1.887 |
| | 3.355 | 3.713 |

I crediti per attività di disinvestimento di 688 milioni di euro (800 milioni di euro al 31 dicembre 2010) comprendono: (i) il credito residuo di 380 milioni di euro rilevato nel 2008 a seguito dell'accordo transattivo raggiunto con le Autorità venezuelane che prevede un indennizzo in denaro a fronte dell'asset espropriato nell'area Dación da corrispondersi in sette rate annuali con maturazione di interessi. In base all'accordo tra le parti, le rate potranno essere rimborsate attraverso cessioni equivalenti di idrocarburi (rimborso in kind). La prima rata di 71 milioni di euro (104 milioni di dollari USA) è stata riscossa nel 2009 tramite equivalenti ritiri di idrocarburi. Sono stati raggiunti accordi per ulteriori rimborsi del credito con cessioni equivalenti di idrocarburi da ritirare nel corso del 2011. Nel primo semestre 2011, sono stati ritirati carichi di idrocarburi per un importo pari a 66 milioni di euro (92 milioni di dollari USA); (ii) il credito di

295 milioni di euro relativo alla cessione della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazakho KazMunaiGas sulla base degli accordi definitivi tra i partner internazionali del consorzio North Caspian Sea PSA e le Autorità kazakhe che implementano il nuovo schema contrattuale e di governance del progetto con efficacia economica 1° gennaio 2008. Il rimborso del credito è previsto in tre rate annuali a partire dalla data di inizio della produzione.

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

Il fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura di 505 milioni di euro (392 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda contratti 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 trading di 103 milioni di euro (28 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda contratti derivati 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 degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di 2 milioni di euro (102 milioni di euro al 31 dicembre 2010) è riferito al settore Gas & Power. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 23 – Patrimonio netto e n. 27 – Costi operativi.

Le altre attività di 1.887 milioni di euro (1.624 milioni di euro al 31 dicembre 2010) comprendono gli anticipi dovuti ai fornitori per quantità di gas non ritirate, di cui è previsto il ritiro oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi per 1.711 milioni di euro (1.436 milioni di euro al 31 dicembre 2010). L'incremento di 275 milioni di euro è dovuto alla consuntivazione che si è resa possibile solo nel 2011 dei volumi take-or-pay del 2010. L'anticipazione di parte del prezzo contrattuale è prevista dalle c.d. clausole di take-or-pay che prevedono per determinate quantità l'anticipo totale o parziale del prezzo anche in assenza del ritiro che potrà avvenire fino al termine del contratto di fornitura o un termine minore fissato dal contratto (vedi la definizione della clausola di take-or-pay nel glossario). Il valore contabile dell'anticipo, che sostanzialmente è assimilabile a un credito in natura, è oggetto di svalutazione per allinearlo al valore netto di realizzo del gas quando quest'ultimo è inferiore. In caso contrario e nei limiti del costo sostenuto è prevista la ripresa di valore. Il recupero dei volumi pre-pagati è previsto negli anni futuri in funzione della progressiva crescita delle vendite e del recupero di quote di mercato che faranno leva sul rafforzamento della leadership Eni in Europa e sulle azioni di marketing volte a riconquistare clienti nei settori industriale e termoelettrico in Italia e a consolidare la base clienti del retail. Tali azioni unitamente alle prospettive di stabile crescita della domanda di gas al 2020 consentiranno il progressivo recupero dei volumi pre-pagati negli anni di maggiore difficoltà del mercato gas. I piani commerciali di Eni incorporano l'assunzione del management di rinegoziare condizioni economiche più favorevoli per i principali contratti di approvvigionamento del gas di lungo termine, in modo da rendere più competitiva la posizione di costo dell'impresa nell'attuale fase depressa di mercato. L'apertura di tali trattative con i fornitori è contrattualmente prevista (revisione prezzi, flessibilità contrattuali) al verificarsi di mutamenti rilevanti di mercato, quali sono quelli in corso dal secondo semestre 2008, con la finalità di assicurare l'equilibrio economico delle parti. Le rinegoziazioni sono in corso con tutti i principali fornitori di gas. Qualora la conclusione di tali rinegoziazioni non fosse in linea con le aspettative del management ed in assenza di una decisa ripresa del mercato del gas, si produrrebbero ulteriori impatti negativi sui risultati e i cash flow futuri del business gas.

Passività correnti

14 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2010 | 30.06.2011 |
|--|--------------|--------------|
| Banche | 1.950 | 1.307 |
| Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito | 4.244 | 2.622 |
| Altri finanziatori | 321 | 428 |
| | 6.515 | 4.357 |

Il decremento delle passività finanziarie a breve termine di 2.158 milioni di euro è dovuto essenzialmente al saldo netto tra le nuove assunzioni e i rimborsi (1.880 milioni di euro) e alle differenze di cambio da conversione (264 milioni di euro). I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di 2.622 milioni di euro riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie Eni Coordination Center SA per 1.491 milioni di euro e Eni Finance USA Inc per 1.131 milioni di euro.

Al 30 giugno 2011, Eni dispone di linee di credito committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per 4.141 e 9.021 milioni di euro (rispettivamente 2.498 e 7.860 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Al 30 giugno 2011, non risultano inadempimenti di clausole o violazioni contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

15 Debiti commerciali e altri debiti

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

| (milioni di euro) | 31.12.2010 | 30.06.2011 |
|---|---------------|---------------|
| Debiti commerciali | 13.111 | 11.293 |
| Acconti e anticipi | 3.139 | 2.581 |
| Altri debiti: | | |
| - relativi all'attività di investimento | 1.856 | 1.852 |
| - altri debiti | 4.469 | 4.547 |
| | 6.325 | 6.399 |
| | 22.575 | 20.273 |

Il decremento dei debiti commerciali di 1.818 milioni di euro è riferito principalmente ai settori Gas & Power (1.056 milioni di euro) e Refining & Marketing (525 milioni di euro).

Gli acconti e anticipi di 2.581 milioni di euro (3.139 milioni di euro al 31 dicembre 2010) comprendono gli anticipi ricevuti da clienti somministrati per quantità di gas non ritirate per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine (251 milioni di euro).

Il decremento degli acconti e anticipi di 558 milioni di euro è riferito principalmente al settore Ingegneria & Costruzioni (685 milioni di euro).

Gli altri debiti di 4.547 milioni di euro (4.469 milioni di euro al 31 dicembre 2010) comprendono il debito verso i fornitori di gas di 288 milioni di euro (214 milioni di euro al 31 dicembre 2010) relativi all'importo dei volumi di gas per i quali è maturato in capo a Eni l'obbligo di take-or-pay in adempimento ai relativi contratti di acquisto. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 13 – Altre attività non correnti.

I debiti verso parti correlate sono indicate 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) | 31.12.2010 | 30.06.2011 |
|-------------------|--------------|--------------|
| Imprese italiane | 300 | 270 |
| Imprese estere | 1.215 | 1.830 |
| | 1.515 | 2.100 |

Le imposte sul reddito delle imprese italiane comprendono l'effetto fiscale negativo, rilevato in contropartita alle riserve di patrimonio netto, correlato alla valutazione al fair value dei contratti derivati di copertura cash flow hedge (60 milioni di euro).

17 Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2010 | 30.06.2011 |
|--|--------------|--------------|
| Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura | 621 | 715 |
| Fair value su strumenti finanziari derivati di trading | 35 | 92 |
| Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | 475 | 220 |
| Altre passività | 489 | 453 |
| | 1.620 | 1.480 |

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

Il fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura di 715 milioni di euro (621 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda contratti 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 trading di 92 milioni di euro (35 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda contratti derivati 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 degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di 220 milioni di euro (475 milioni di euro al 31 dicembre 2010) è riferito al settore Exploration & Production per 162 milioni di euro e al settore Gas & Power per 58 milioni di euro (rispettivamente, 231 e 244 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Il fair value relativo al settore Exploration & Production si riferisce al fair value passivo dei contratti di vendita futura di riserve certe di petrolio con scadenza 2011, posti in essere in esercizi precedenti per stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di 125,7 milioni di barili (pari a circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006) che residuano in 4,5 milioni di barili al 30 giugno 2011 per effetto del regolamento delle vendite. Il fair value relativo al settore Gas & Power si riferisce a operazioni di copertura del rischio cambio e commodity descritte alla nota n. 7 – Altre attività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge sono indicati alle note n. 23 – Patrimonio netto e n. 27 – Costi operativi.

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) | 31.12.2010 | | | 30.06.2011 | | |
|------------------------|-----------------------|-----------------------|---------------|-----------------------|-----------------------|---------------|
| | Quote a lungo termine | Quote a breve termine | Totale | Quote a lungo termine | Quote a breve termine | Totale |
| Obbligazioni ordinarie | 13.162 | 410 | 13.572 | 13.076 | 279 | 13.355 |
| Banche | 6.725 | 499 | 7.224 | 8.563 | 901 | 9.464 |
| Altri finanziatori | 418 | 54 | 472 | 382 | 36 | 418 |
| | 20.305 | 963 | 21.268 | 22.021 | 1.216 | 23.237 |

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di 23.237 milioni di euro (21.268 milioni di euro al 31 dicembre 2010) aumentano di 1.969 milioni di euro. L'incremento è dovuto essenzialmente al saldo tra le nuove assunzioni per 3.050 milioni di euro e i rimborsi per 1.057 milioni di euro e comprende, in diminuzione, differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi 89 milioni di euro.

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 mancata assegnazione del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Al 31 dicembre 2010 e al 30 giugno 2011, i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a 1.685 milioni di euro e a 1.875 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 di 13.355 milioni di euro riguardano titoli relativi al programma di Euro Medium Term Notes per complessivi 10.547 milioni di euro e altri prestiti obbligazionari per complessivi 2.208 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:

| (milioni di euro) | Importo | Disaggio di emissione e rateo di interesse | Totale | Valuta | Scadenza | | Tasso % | |
|--------------------------------------|---------------|--|---------------|--------|----------|------|---------|-----------|
| | | | | | da | a | da | a |
| Società emittente | | | | | | | | |
| <i>Euro Medium Term Notes</i> | | | | | | | | |
| Eni SpA | 1.500 | 22 | 1.522 | EUR | | 2016 | | 5,000 |
| Eni SpA | 1.500 | 10 | 1.510 | EUR | | 2013 | | 4,625 |
| Eni SpA | 1.500 | 40 | 1.540 | EUR | | 2019 | | 4,125 |
| Eni SpA | 1.250 | 30 | 1.280 | EUR | | 2014 | | 5,875 |
| Eni SpA | 1.250 | 27 | 1.277 | EUR | | 2017 | | 4,750 |
| Eni SpA | 1.000 | (3) | 997 | EUR | | 2020 | | 4,000 |
| Eni SpA | 1.000 | 15 | 1.015 | EUR | | 2018 | | 3,500 |
| Eni Coordination Center SA | 499 | 6 | 505 | GBP | 2018 | 2021 | 4,750 | 6,125 |
| Eni Coordination Center SA | 396 | 2 | 398 | YEN | 2012 | 2037 | 1,150 | 2,810 |
| Eni Coordination Center SA | 250 | 3 | 253 | EUR | 2017 | 2028 | 3,750 | 5,600 |
| Eni Coordination Center SA | 176 | 2 | 178 | USD | 2013 | 2015 | 4,450 | 4,800 |
| Eni Coordination Center SA | 41 | | 41 | EUR | 2011 | 2015 | | variabile |
| Eni Coordination Center SA | 31 | | 31 | USD | | 2013 | | variabile |
| | 10.393 | 154 | 10.547 | | | | | |
| <i>Altri prestiti obbligazionari</i> | | | | | | | | |
| Eni SpA | 1.000 | (11) | 989 | EUR | | 2015 | | 4,000 |
| Eni SpA | 1.000 | (9) | 991 | EUR | | 2015 | | variabile |
| Eni SpA | 311 | 1 | 312 | USD | | 2020 | | 4,150 |
| Eni SpA | 242 | | 242 | USD | | 2040 | | 5,700 |
| Eni USA Inc | 277 | (4) | 273 | USD | | 2027 | | 7,300 |
| Eni UK Holding Plc | 1 | | 1 | GBP | | 2013 | | variabile |
| | 2.831 | (23) | 2.808 | | | | | |
| | 13.224 | 131 | 13.355 | | | | | |

Le obbligazioni che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a 69 milioni di euro e riguardano Eni Coordination Center SA. Nel corso del primo semestre 2011 sono state emesse da parte di Eni Coordination Center SA nuove obbligazioni per 112 milioni di euro.

Al 30 giugno 2011, Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per 1.501 milioni di euro (4.901 milioni di euro al 31 dicembre 2010). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a 24.321 milioni di euro (22.607 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e si analizza come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2010 | 30.06.2011 |
|------------------------|---------------|---------------|
| Obbligazioni ordinarie | 14.790 | 14.349 |
| Banche | 7.306 | 9.519 |
| Altri finanziatori | 511 | 453 |
| | 22.607 | 24.321 |

Il valore di mercato è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra lo 0,7% e il 4,1% (lo 0,8% e il 4,1% al 31 dicembre 2010).

Al 30 giugno 2011, 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) | 31.12.2010 | | | 30.06.2011 | | |
|---|--------------|---------------|---------------|--------------|---------------|---------------|
| | Correnti | Non correnti | Totale | Correnti | Non correnti | Totale |
| A. Disponibilità liquide ed equivalenti | 1.549 | | 1.549 | 1.474 | | 1.474 |
| B. Titoli disponibili per la vendita | 109 | | 109 | 131 | | 131 |
| C. Liquidità (A+B) | 1.658 | | 1.658 | 1.605 | | 1.605 |
| D. Crediti finanziari | 6 | | 6 | 11 | | 11 |
| E. Passività finanziarie a breve termine verso banche | 1.950 | | 1.950 | 1.307 | | 1.307 |
| F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche | 499 | 6.725 | 7.224 | 901 | 8.563 | 9.464 |
| G. Prestiti obbligazionari | 410 | 13.162 | 13.572 | 279 | 13.076 | 13.355 |
| H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate | 127 | | 127 | 298 | | 298 |
| I. Altre passività finanziarie a breve termine | 4.438 | | 4.438 | 2.752 | | 2.752 |
| L. Altre passività finanziarie a lungo termine | 54 | 418 | 472 | 36 | 382 | 418 |
| M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L) | 7.478 | 20.305 | 27.783 | 5.573 | 22.021 | 27.594 |
| N. Indebitamento finanziario netto (M-C-D) | 5.814 | 20.305 | 26.119 | 3.957 | 22.021 | 25.978 |

19 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | Valore al 31.12.2010 | Accantonamenti | Rilevazione iniziale e variazione stima | Effetto attualizzazione | Utilizzi a fronte oneri | Utilizzi per esuberanza | Differenze cambio da conversione | Altre variazioni | Valore al 30.06.2011 |
|---|----------------------|----------------|---|-------------------------|-------------------------|-------------------------|----------------------------------|------------------|----------------------|
| Fondo abbandono e ripristino siti e social project | 5.741 | | 101 | 125 | (79) | | (225) | (2) | 5.661 |
| Fondo rischi ambientali | 3.104 | 50 | | (3) | (83) | (7) | | (3) | 3.058 |
| Fondo rischi per contenziosi | 692 | 108 | | | (32) | (25) | (2) | (3) | 738 |
| Fondo per imposte | 357 | 66 | | | (10) | | (21) | 2 | 394 |
| Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione | 398 | 13 | | | (53) | | | | 358 |
| Fondo approvvigionamento merci | 288 | 31 | | (6) | | | | (1) | 312 |
| Fondo copertura perdite di imprese partecipate | 200 | 39 | | | | (5) | (5) | (26) | 203 |
| Fondo esodi agevolati | 202 | | | | (23) | | | 1 | 180 |
| Fondo mutua assicurazione OIL | 79 | | | | (5) | | | | 74 |
| Fondo contratti onerosi | 108 | | | | (31) | | (7) | | 70 |
| Altri fondi (*) | 623 | 355 | | | (107) | (68) | (5) | (103) | 695 |
| | 11.792 | 662 | 101 | 116 | (423) | (105) | (265) | (135) | 11.743 |

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

Il fondo rischi ambientali di 3.058 milioni di euro al 30 giugno 2011 accoglie l'accantonamento effettuato nel 2010 di 1.109 milioni di euro relativo all'istanza presentata al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, il 26 gennaio 2011 per un contratto di transazione globale in materia ambientale ai sensi dell'art. 2 D.L. 208 del 2008 (di cui si dà notizia a pag. 100 della Relazione finanziaria annuale 2010), del quale 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). L'accantonamento al fondo rischi per contenziosi di 108 milioni di euro comprende l'onere di 69 milioni di euro connesso all'adeguamento del fondo a fronte di un procedimento antitrust nel settore europeo delle gomme sulla base di una recente sentenza della Corte di Giustizia europea.

20 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di 3.252 milioni di euro (3.421 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

| (milioni di euro) | Valore al 31.12.2010 | Accantonamenti netti | Differenze di cambio da conversione | Altre variazioni | Valore al 30.06.2011 |
|-------------------|-------------------------|-------------------------|---|---------------------|-------------------------|
| | 5.924 | 253 | (452) | 78 | 5.803 |

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

| (milioni di euro) | 31.12.2010 | 30.06.2011 |
|--|------------|------------|
| Passività per imposte differite | 9.345 | 9.055 |
| Attività per imposte anticipate compensabili | (3.421) | (3.252) |
| | 5.924 | 5.803 |
| Attività per imposte anticipate non compensabili | (4.864) | (5.028) |
| | 1.060 | 775 |

21 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2010 | 30.06.2011 |
|--|------------|------------|
| Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura | 328 | 481 |
| Fair value su strumenti finanziari derivati di trading | 16 | 58 |
| Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | 157 | 2 |
| Passività per imposte sul reddito correnti | 40 | |
| Altri debiti | 67 | 72 |
| Altre passività | 1.586 | 1.963 |
| | 2.194 | 2.576 |

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

Il fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura di 481 milioni di euro (328 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda contratti 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 trading di 58 milioni di euro (16 milioni di euro al 31 dicembre 2010) riguarda contratti derivati 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 degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di 2 milioni di euro (157 milioni di euro al 31 dicembre 2010) è riferito al settore Gas & Power e si riferisce a operazioni di copertura del bilanciamento del portafoglio gas in caso di eccesso o carenza. 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 1.963 milioni di euro (1.586 milioni di euro al 31 dicembre 2010) comprendono gli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per 1.099 milioni di euro (1.353 milioni di euro al 31 dicembre 2010) e gli anticipi maturati nei confronti di clienti somministrati per quantità di gas non ritirate (296 milioni di euro) per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine.

22 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di 480 milioni di euro e 71 milioni di euro, sono riferiti essenzialmente al settore Gas & Power e riguardano: (i) la società Gas Brasiliano Distribuidora SA attiva nella distribuzione e vendita del gas naturale in un'area dello Stato di San Paolo in Brasile della quale è stato firmato, con un'affiliata di Petrobras, il contratto preliminare di compravendita. Il 30 luglio 2011 con l'approvazione delle competenti autorità brasiliane, è stata perfezionata la cessione totalitaria della partecipazione; (ii) le partecipazioni Eni nei gasdotti di importazione dal Nord Europa e dalla Russia – Trans Europa Naturgas Pipeline Gesellschaft mbH & Co KG, Trans Europa Naturgas Pipeline Verwaltungs GmbH, Transitgas AG e Trans Austria Gasleitung GmbH – nonché le attività e passività, connesse essenzialmente alla commercializzazione della capacità di trasporto, delle società consolidate, Eni Gas Transport Deutschland SpA e Eni Gas Transport International SA nell'ambito degli impegni concordati il 29 settembre 2010 con la Commissione Europea per chiudere senza accertamento dell'illecito e, quindi, senza sanzioni, un procedimento antitrust avente ad oggetto asseriti comportamenti anticoncorrenziali nel mercato europeo del gas a carico Eni. Con riferimento alla Trans Austria Gasleitung GmbH, il 10 giugno 2011 è stato firmato con la Cassa Depositi e Prestiti SpA un contratto preliminare di compravendita soggetto all'approvazione della Commissione Europea. Maggiori informazioni sulle attività destinate alla vendita sono riportate nell'Andamento Operativo - Gas & Power" della "Relazione intermedia sulla gestione".

23 Patrimonio netto

Interessenze di terzi

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

| (milioni di euro) | Utile netto del I semestre | | Patrimonio netto | |
|-------------------|----------------------------|------------|------------------|--------------|
| | 2010 | 2011 | 31.12.2010 | 30.06.2011 |
| Saipem SpA | 46 | 380 | 2.406 | 2.570 |
| Snam Rete Gas SpA | 246 | 282 | 1.705 | 1.781 |
| Altre | 20 | (4) | 411 | 411 |
| | 312 | 658 | 4.522 | 4.762 |

Patrimonio netto di Eni

Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

| (milioni di euro) | 31.12.2010 | 30.06.2011 |
|--|---------------|---------------|
| Capitale sociale | 4.005 | 4.005 |
| Riserva legale | 959 | 959 |
| Riserva per acquisto di azioni proprie | 6.756 | 6.754 |
| Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale | (174) | (103) |
| Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale | (3) | (8) |
| Altre riserve | 1.518 | 1.542 |
| Riserva per differenze cambio da conversione | 539 | (1.661) |
| Azioni proprie | (6.756) | (6.754) |
| Utili relativi a esercizi precedenti | 39.855 | 42.407 |
| Acconto sul dividendo | (1.811) | |
| Utile netto | 6.318 | 3.801 |
| | 51.206 | 50.942 |

Capitale sociale

Al 30 giugno 2011, 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 2010).

Il 5 maggio 2011, l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di 0,50 euro per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2010 di 0,50 euro per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento a partire dal 26 maggio 2011, con stacco cedola fissato al 23 maggio 2011. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2010 ammonta perciò a 1 euro.

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 2010 | (3) | | (3) | (275) | 101 | (174) | (278) | 101 | (177) |
| Variazione del periodo | (6) | 1 | (5) | (20) | 10 | (10) | (26) | 11 | (15) |
| Utilizzo a conto economico | | | | 140 | (59) | 81 | 140 | (59) | 81 |
| Riserva al 30 giugno 2011 | (9) | 1 | (8) | (155) | 52 | (103) | (164) | 53 | (111) |

Altre riserve

Le altre riserve di 1.542 milioni di euro (1.518 milioni di euro al 31 dicembre 2010) si analizzano come segue:

- per 1.139 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 Stogit SpA a Snam Rete Gas SpA (1.142 milioni di euro al 31 dicembre 2010);
- 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 2010);
- per 157 milioni di euro riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2010);
- negative per 25 milioni di euro al 31 dicembre 2010 riguardavano i warrant su azioni Altergaz SA posseduti dall'azionista Eni G&P France BV; nel 2011 i warrant sono stati esercitati e convertiti in nuove azioni Altergaz SA;
- negative per 1 milione di euro riguardano la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (negative per 3 milioni di euro al 31 dicembre 2010).

24 Altre informazioni

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

| (milioni di euro) | I semestre 2010 | I semestre 2011 |
|--|-----------------|-----------------|
| Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda | | |
| Attività correnti | 72 | |
| Attività non correnti | 2 | 22 |
| Disponibilità finanziarie nette | 11 | |
| Passività correnti e non correnti | (63) | |
| Effetto netto degli investimenti | 22 | 22 |
| Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo | (11) | |
| Totale prezzo di acquisto | 11 | 22 |
| a dedurre: | | |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | (11) | |
| Flusso di cassa degli investimenti | | 22 |
| Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda | | |
| Attività correnti | 80 | |
| Attività non correnti | 696 | 1 |
| Indebitamento finanziario netto | (282) | |
| Passività correnti e non correnti | (136) | |
| Effetto netto dei disinvestimenti | 358 | 1 |
| Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo | (149) | |
| Plusvalenza per disinvestimenti | 140 | |
| Interessenze di terzi | (46) | |
| Totale prezzo di vendita | 303 | 1 |
| a dedurre: | | |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | (255) | |
| Flusso di cassa dei disinvestimenti | 48 | 1 |

Gli investimenti del primo semestre 2010 riguardano l'acquisizione del controllo della Eni Fuel Centrosud SpA. I disinvestimenti del primo semestre 2010 riguardano la cessione a terzi della Distri RE SA e la cessione del controllo della GreenStream BV. Gli investimenti e i disinvestimenti del primo semestre 2011 riguardano l'acquisizione e la cessione di rami d'azienda.

25 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

L'ammontare delle garanzie non ha subito variazioni significative rispetto a quanto indicato nella Relazione finanziaria annuale 2010.

Impegni e rischi

L'ammontare degli impegni e rischi non ha subito variazioni significative rispetto a quanto indicato nella Relazione finanziaria annuale 2010.

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

L'informativa sul valore di mercato degli strumenti finanziari è indicata nel commento delle singole poste di bilancio.

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 2011 sono classificati: (i) nel livello 1, le "Altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita" e gli "Strumenti derivati non di copertura – Future"; (ii) nel livello 2, gli strumenti 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 I semestre 2011 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value. Per quanto riguarda gli ammontari relativi agli strumenti finanziari valutati al fair value si rinvia alle note n. 4 – Altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita, n. 7 – Altre attività correnti, n. 13 – Altre attività non correnti, n. 17 – Altre passività correnti e n. 21 – Altre passività non correnti.

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 2010, compresi i nuovi procedimenti, nonché dei procedimenti definitivamente chiusi; salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento o perché ritenuto improbabile un esito negativo o perché lo stanziamento non è oggettivamente determinabile.

1. Ambiente

Contenzioso penale

(i) Eni SpA – Infortunio mortale Truck Center Molfetta – Ente procedente: Procura della Repubblica di Trani. Il 3 marzo 2008 si è verificato a Molfetta un incidente in cui hanno perso la vita 4 operai addetti alla pulizia di una ferrocisterna di proprietà della società FS Logistica del Gruppo Ferrovie dello Stato. La cisterna era stata utilizzata per il trasporto di zolfo liquido prodotto da Eni nella Raffineria di Taranto e destinato al cliente Nuova Solmine.

È stato avviato nei confronti di dipendenti di FS Logistica e del suo broker "La Cinque Biotrans", nonché, ai sensi del D.Lgs. 231/01, nei confronti di queste due società e della società incaricata delle attività di bonifica della ferrocisterna – la Truck Center – un procedimento penale che si è concluso con sentenza di primo grado il 26 ottobre 2009.

La sentenza ha pronunciato la condanna di alcune delle persone fisiche indagate e delle tre società per i fatti contestati e ha disposto il rinvio degli atti alla stessa Procura di Trani al fine di accertare le responsabilità di dipendenti di Eni e di Nuova Solmine in relazione ai fatti oggetto della sentenza, nonché alle Procure di Taranto e di Grosseto (competente per Nuova Solmine) per accertare eventuali irregolarità nelle modalità di gestione e trasporto dello zolfo liquido. In seguito alla sentenza, la Procura della Repubblica di Trani ha avviato un'indagine nei confronti di dipendenti di Nuova Solmine e di un dipendente di Eni, Divisione R&M, responsabile delle attività di commercializzazione dello zolfo fuso.

In data 14 aprile 2010 è stata notificata al difensore del dipendente indagato una richiesta di proroga delle indagini preliminari, presentata al GIP dalla Procura della Repubblica.

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'illecito smaltimento di rifiuti.

Sono state depositate memorie difensive da alcuni degli indagati.

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 23 febbraio 2011, è stato disposto rinvio all'udienza del 19 aprile 2011 per decidere sulle richieste di costituzione di parte civile presentate dalla Regione Puglia, dal Comune di Molfetta e da alcuni familiari di una delle vittime (nonostante tali soggetti non fossero stati indicati come persone offese dal PM).

All'udienza del 19 aprile, sono state ammesse tutte le parti civili costituite 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, ritenendola inammissibile ai sensi di quanto previsto dal D.Lgs. n. 231/2001 e dalla recente giurisprudenza.

Le parti civili ammesse hanno chiesto ed ottenuto la citazione come responsabili civili di Eni SpA e delle altre persone giuridiche imputate nel procedimento. Eni SpA e le persone fisiche imputate, ad essa facenti capo, hanno avanzato richiesta di rito abbreviato semplice.

La richiesta è stata accolta dal Giudice dell'udienza preliminare del 22 luglio 2011. Il Giudice ha rinviato il rito abbreviato e ha stabilito il seguente programma per la discussione, fissando le udienze del 2 e 18 novembre 2011 e del 13 gennaio 2012. Il Giudice ha escluso il responsabile civile Eni dal giudizio abbreviato.

(ii) Syndial SpA – Sito di Crotona. Nel corso del 2010 la Procura della Repubblica di Crotona ha avviato un'indagine (proc. pen. n. 4878/10 R.G.N.R.) relativa alla discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà Enichem Agricoltura nel 1991.

Tale discarica, in cui sono stati depositati gli scarti delle attività industriali dello stabilimento Montedison, oggi Edison, è stata chiusa a partire dal 1989. A decorrere dal 1991, anno in cui la discarica è divenuta di proprietà del gruppo Eni, non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti. La messa in sicurezza è stata effettuata nel 1999-2000 da Fosfotec Srl.

In data 3 maggio 2011 sono stati emessi una serie di avvisi di garanzia nei confronti di diversi imputati tra cui alcuni dirigenti di società del gruppo Eni che si sono succedute nella proprietà della discarica a partire dal 1991.

A tutti gli indagati si contesta di avere concorso nella realizzazione di un disastro ambientale ex art. 434 c.p. e nell'avvelenamento di sostanze destinate all'alimentazione ai sensi dell'art. 439 c.p., attraverso il mantenimento di una parte della discarica di rifiuti industriali in un'area parzialmente ricoperta dal mare. Si contesta, altresì, l'omessa attivazione di idonee operazioni per la bonifica dell'area.

La Procura ha depositato richiesta di incidente probatorio, a seguito della quale, le difese hanno presentato, nei termini di legge, le deduzioni di cui all'art. 396 c.p.p., ribadendo l'assoluta estraneità ai fatti da parte di tutti i dirigenti del gruppo Eni indagati. Le indagini sono ancora in corso.

(iii) Eni SpA – Sito di Praia a Mare. A seguito di denunce presentate da alcune persone offese dal reato nel 1999, la Procura della Repubblica presso il Tribunale di Paola ha aperto un'indagine (proc. pen. 592/99) avente ad oggetto presunte malattie professionali per tumori sviluppati da dipendenti dell'ex stabilimento della Marlane SpA (società già di proprietà della Lanerossi SpA).

Acquisite numerose consulenze tecniche, la Procura ha disposto richiesta di rinvio a giudizio nel 2009.

Nel corso dell'udienza preliminare, conclusasi nel novembre 2010, si sono costituite 189 parti civili, mentre sono state individuate altre 107 persone offese dal reato.

Le parti civili costituite hanno provveduto alla citazione dei Responsabili civili Eni SpA e Marzotto SpA.

Le pretese risarcitorie non sono al momento quantificabili.

Al termine dell'udienza preliminare il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati per omicidio colposo plurimo (art. 589 c.p.), lesioni colpose (art. 590), disastro ambientale (art. 434) e omissione dolosa di cautele antinfortunistiche (art. 437).

Il 24 giugno 2011 è iniziato il dibattimento di primo grado. La prossima udienza è fissata per il 7 ottobre 2011.

(iv) Syndial SpA – 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. All'udienza preliminare del 17 luglio 2009, 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. Nessuna di queste ha chiesto la citazione del responsabile civile e nessuna ha indicato la quantificazione del danno, riservandosi di quantificarlo in un secondo momento. La difesa dell'imputato ha chiesto termine per l'esame dell'atto di costituzione e per la verifica dei titoli di legittimazione. La difesa di Syndial ha presentato una serie di eccezioni sull'ammissibilità della costituzione delle parti civili; il Giudice, riservatosi sul punto, scioglierà la propria riserva all'udienza prevista il 19 febbraio 2010. A tale udienza il Giudice, 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 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; ha invece ammesso la costituzione di parte civile da: il Comune di Porto Torres, la Provincia di Sassari, l'Associazione Ambientalista Anpana ed infine la società Fratelli Polese Snc. Il Giudice ha infine autorizzato la citazione dei Responsabili Civili, Syndial SpA, Polimeri Europa SpA, Ineos Vinyls e Sasol Italy SpA.

In relazione a tale procedimento, il Giudice, sulla base delle risultanze delle difese e della requisitoria del Pubblico Ministero, ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati innanzi alla Corte di Assise di Sassari il 16 dicembre 2011.

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

Antitrust

Eni SpA, Polimeri Europa SpA e Syndial SpA

(i) Contenzioso antitrust nel settore degli elastomeri – Ente procedente: Commissione Europea. Nel dicembre del 2002 le Autorità europee e statunitensi hanno avviato contestualmente indagini concernenti possibili violazioni della normativa antitrust nel settore degli elastomeri, da cui sono scaturiti vari procedimenti. In proposito si segnala che il procedimento di maggior rilievo concerne gli elastomeri denominati BR e ESBR, in relazione ai quali la Commissione Europea, con decisione del 29 novembre 2006, ha accertato una violazione della normativa antitrust e ha comminato un'ammenda di 272,25 milioni di euro a Eni e Polimeri Europa in solido (relativamente ai prodotti BR/SBR). Nel febbraio 2007 le Società hanno predisposto i ricorsi av-

verso tale decisione avanti al Tribunale di Prima Istanza UE. Le udienze per la trattazione orale della causa si sono tenute nell'ottobre 2009. Con sentenza resa in data 13 luglio 2011, il Tribunale di Prima Istanza ha ridotto l'ammenda originariamente imposta, in solido, ad Eni SpA e Polimeri Europa portandola a 181,5 milioni di euro. Le società destinatarie della sentenza stanno attualmente valutando gli eventuali futuri passi processuali. A valle della decisione sopra citata della Commissione Europea e in attesa dell'esito dei ricorsi, Polimeri Europa aveva fornito una garanzia bancaria per 200 milioni di euro e versato il residuo importo della sanzione. A fronte della decisione da ultimo menzionata della Commissione Europea, nell'agosto 2007 Eni ha altresì avviato, presso il Tribunale di Milano, un'azione di accertamento negativo volta a ottenere una sentenza che attestasse l'inesistenza del danno asseritamente subito dai produttori di pneumatici BR/SBR. Il Tribunale di Milano ha tuttavia dichiarato inammissibile l'azione con sentenza impugnata dinanzi alla Corte di Appello di Milano e il giudizio di appello è tuttora pendente. In attesa dell'esito dei ricorsi proposti, sono stati effettuati accantonamenti al fondo rischi, opportunamente aggiornati in ragione delle valutazioni svolte alla luce della su citata sentenza del Tribunale di Prima Istanza del luglio 2011.

3. Indagini della Magistratura

- (i) **Agip KCO NV.** Nel novembre 2007, il General Prosecutor del Kazakhstan ha comunicato, alla società Agip KCO NV, l'avvio di un'indagine per la verifica di ipotesi di frode in merito all'assegnazione avvenuta nel 2005 di un contratto di appalto con il consorzio Overseas International Constructors GmbH. Nell'aprile del 2010, l'ufficio inquirente ha proposto un accordo sulla vicenda. Con comunicazione in data 4 marzo 2011, inviata ad Agip KCO NV, l'ufficio della Finance Police kazaka ha comunicato di aver adottato la decisione di chiudere il caso.
- (ii) **Iraq.** In data 21 giugno 2011, 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. 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.

4. Contenziosi fiscali

Eni SpA e Eni Adfin SpA

- (i) **Contestazione relativamente alle dichiarazioni dei redditi presentate da Padana Assicurazioni.** Nei mesi di novembre e dicembre 2010 l'Agenzia delle Entrate con riferimento alle dichiarazioni dei redditi presentate dalla società Padana Assicurazioni SpA per i periodi d'imposta 2005, 2006 e 2007 ha contestato l'indebita deduzione di costi e la valorizzazione del ramo d'azienda rischi industriali, trasferito nel 2007 alla società Eni Insurance Ltd. Le contestazioni complessivamente ammontano a circa 148,5 milioni di euro a titolo di imposte, sanzioni ed interessi. Per effetto della garanzia connessa alla cessione di Padana Assicurazioni ad Helvetia SV AG, avvenuta nel 2008, dei suddetti oneri rispondono pro-quota i venditori Eni SpA per il 26,75% ed Eni Adfin SpA per il 73,25%. Nel luglio 2011 le due società hanno definito le contestazioni riguardanti i periodi d'imposta 2006 e 2007 mediante adesione ai rispettivi atti di accertamento. Il pagamento delle somme concordate troverà copertura nel fondo rischi stanziato il cui ammontare è stato aggiornato di un importo non significativo rispetto alla stima eseguita in sede di bilancio 2010. È in corso la definizione della contestazione per il periodo di imposta 2005 per la quale si ritiene capiente il fondo rischi stanziato.

5. Contenziosi chiusi

Nel corso del primo semestre 2011 si sono estinti senza conseguenze per Eni i seguenti contenziosi:

- (i) **Subsidenza;**
- (ii) **Presunto danneggiamento – Ente procedente: Procura della Repubblica di Gela;**
- (iii) **Incendio colposo nella raffineria di Gela;**

dei quali era riportata l'informativa ai punti i, ii e iii del paragrafo Ambiente – Contenzioso Penale di Eni SpA nella Relazione finanziaria annuale 2010 – Note al bilancio consolidato (n. 34).

Negli "Altri procedimenti giudiziari e arbitrali" segnalati nella relazione finanziaria annuale 2010 si è estinto il seguente contenzioso:

Syndial SpA (Ex Enichem SpA)

- (i) **Serfactoring SpA: cessione crediti.** In relazione a tale procedimento, Serfactoring, Syndial e Agrifactoring hanno raggiunto un accordo transattivo, perfezionato in data 29 luglio 2011, sulla base del quale, a chiusura del contenzioso in essere tra le parti e a saldo e stralcio di ogni pretesa avanzata da Agrifactoring nei confronti di Serfactoring e Syndial, Serfactoring corrisponderà ad Agrifactoring la somma complessiva di euro 65.000.000. Tale importo trova piena copertura nel fondo rischi già accantonato da Eni.

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 2010 | I semestre 2011 |
|---|-----------------|-----------------|
| Ricavi delle vendite e delle prestazioni | 47.276 | 52.808 |
| Variazioni dei lavori in corso su ordinazione | 430 | 567 |
| | 47.706 | 53.375 |

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

| (milioni di euro) | I semestre 2010 | I semestre 2011 |
|--|-----------------|-----------------|
| Accise | 5.648 | 5.503 |
| Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise | 809 | 1.187 |
| Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture | 1.444 | 1.686 |
| Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito | 1.007 | 887 |
| Vendite in conto permuta di altri beni | 46 | 9 |
| | 8.954 | 9.272 |

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

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 2010 | I semestre 2011 |
|--|-----------------|-----------------|
| Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci | 22.994 | 27.265 |
| Costi per servizi | 7.447 | 8.547 |
| Costi per godimento di beni di terzi | 1.254 | 1.452 |
| Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri | 355 | 409 |
| Altri oneri | 684 | 615 |
| | 32.734 | 38.288 |
| a dedurre: | | |
| - incrementi di immobilizzazioni per lavori interni | (268) | (323) |
| | 32.466 | 37.965 |

I costi per servizi comprendono compensi di mediazione riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per 4 milioni di euro (13 milioni di euro nel primo semestre 2010).

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza di 409 milioni di euro (355 milioni di euro nel primo semestre 2010) riguardano, in particolare, il fondo rischi per contenziosi per 83 milioni di euro (40 milioni di euro nel primo semestre 2010) e il fondo rischi ambientali per 43 milioni di euro (95 milioni di euro nel primo semestre 2010). 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 2010 | I semestre 2011 |
|---|-----------------|-----------------|
| Costo lavoro | 2.319 | 2.384 |
| a dedurre: | | |
| - incrementi di immobilizzazioni per lavori interni | (120) | (122) |
| | 2.199 | 2.262 |

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 2010.

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 2010 | I semestre 2011 |
|-----------|-----------------|-----------------|
| Dirigenti | 1.637 | 1.564 |
| Quadri | 13.524 | 13.383 |
| Impiegati | 37.802 | 38.293 |
| Operai | 26.328 | 26.401 |
| | 79.291 | 79.641 |

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

Altri proventi (oneri) operativi

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

| (milioni di euro) | I semestre 2010 | I semestre 2011 |
|--|-----------------|-----------------|
| Proventi netti su strumenti finanziari derivati di trading | | 50 |
| Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | 13 | (7) |
| Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati non di copertura | 20 | (55) |
| | 33 | (12) |

I proventi netti su strumenti finanziari derivati di trading riguardano la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al 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. I proventi (oneri) 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 Exploration & Production e dal settore Gas & Power. I proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati non di copertura riguardano la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | I semestre 2010 | I semestre 2011 |
|---|-----------------|-----------------|
| Ammortamenti | 4.372 | 4.024 |
| Svalutazioni | 89 | 265 |
| a dedurre: | | |
| - rivalutazioni | | (8) |
| - incrementi di immobilizzazioni per lavori interni | (2) | (3) |
| | 4.459 | 4.278 |

28 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | I semestre 2010 | I semestre 2011 |
|------------------------------------|-----------------|-----------------|
| Proventi (oneri) finanziari | | |
| Proventi finanziari | 3.660 | 2.858 |
| Oneri finanziari | (3.930) | (3.460) |
| | (270) | (602) |
| Strumenti finanziari derivati | (331) | 225 |
| | (601) | (377) |

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

| (milioni di euro) | I semestre 2010 | I semestre 2011 |
|--|-----------------|-----------------|
| Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto | | |
| - Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari | (256) | (294) |
| - Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori | (97) | (139) |
| - Interessi attivi verso banche | 8 | 10 |
| - Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa | 38 | 14 |
| | (307) | (409) |
| Differenze attive (passive) di cambio | | |
| - Differenze attive di cambio | 3.524 | 2.767 |
| - Differenze passive di cambio | (3.482) | (2.963) |
| | 42 | (196) |
| Altri proventi (oneri) finanziari | | |
| - Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale | 90 | 75 |
| - Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa | 32 | 35 |
| - Interessi su crediti d'imposta | 1 | |
| - Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a) | (132) | (116) |
| - Altri proventi finanziari | 4 | 9 |
| | (5) | 3 |
| | (270) | (602) |

[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) su strumenti finanziari derivati si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | I semestre 2010 | I semestre 2011 |
|---|-----------------|-----------------|
| Strumenti finanziari derivati su valute | (249) | 192 |
| Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse | (87) | 33 |
| Opzioni su titoli | 5 | |
| | (331) | 225 |

I proventi netti su strumenti finanziari derivati di 225 milioni di euro (oneri netti di 331 milioni di euro nel primo semestre 2010) si determinano principalmente per la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in 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. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura gli strumenti finanziari derivati comporta la rilevazione delle differenze passive nette di cambio in quanto gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine periodo delle attività e passività in moneta diversa da quella funzionale non vengono contabilmente compensate dalla variazione dei fair value degli strumenti finanziari derivati.

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 2010 | I semestre 2011 |
|--|-----------------|-----------------|
| Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto | 374 | 359 |
| Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto | (39) | (41) |
| Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto | (43) | (36) |
| | 292 | 282 |

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 2010 | I semestre 2011 |
|------------------------------|-----------------|-----------------|
| Dividendi | 242 | 437 |
| Plusvalenza da vendite | 143 | 1 |
| Altri proventi (oneri) netti | (5) | 1 |
| | 380 | 439 |

I dividendi di 437 milioni di euro riguardano principalmente la Nigeria LNG Ltd (339 milioni di euro).

30 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | I semestre 2010 | I semestre 2011 |
|---------------------------------------|-----------------|-----------------|
| Imposte correnti: | | |
| - imprese italiane | 864 | 844 |
| - imprese estere | 4.170 | 4.593 |
| | 5.034 | 5.437 |
| Imposte differite e anticipate nette: | | |
| - imprese italiane | (21) | (100) |
| - imprese estere | (148) | (4) |
| | (169) | (104) |
| | 4.865 | 5.333 |

L'incidenza delle imposte sull'utile del periodo prima delle imposte è del 54,5% (52,7% nel primo semestre 2010) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 39,0% (39,1% nel primo semestre 2010) che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana del 34,0%¹ (IRES) all'utile prima delle imposte e del 3,9% (IRAP) al valore netto della produzione.

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 3.622.423.616 e di 3.622.542.046 rispettivamente nel primo semestre 2010 e 2011.

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 emesse.

Al 30 giugno 2010 e 2011, le azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse 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 3.622.423.616 e di 3.622.550.800 rispettivamente nel primo semestre 2010 e 2011.

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 2010 | I semestre 2011 |
|--|--|----------------------|
| Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice | 3.622.423.616 | 3.622.542.046 |
| Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di stock option | | 8.754 |
| Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito | 3.622.423.616 | 3.622.550.800 |
| Utile netto di competenza Eni | (milioni di euro) 4.046 | 3.801 |
| Utile per azione semplice | (ammontari in euro per azione) 1,12 | 1,05 |
| Utile per azione diluito | (ammontari in euro per azione) 1,12 | 1,05 |

[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 un punto percentuale stabilito con effetto 1° gennaio 2009 come previsto dal Decreto Legge n. 112/2008 (convertito in Legge n. 133/2008).

32 Informazioni per settore di attività

| (milioni di euro) | Exploration & Production | Gas & Power | Refining & Marketing | Petrochimica | Ingegneria & Costruzioni | Altre attività | Corporate e società finanziarie | Utili interni | Totale |
|--|-----------------------------|-------------|-------------------------|--------------|-----------------------------|----------------|---------------------------------------|---------------|---------|
| I semestre 2010 | | | | | | | | | |
| Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a) | 14.569 | 14.668 | 20.255 | 3.174 | 5.008 | 52 | 634 | (107) | |
| a dedurre: ricavi infrasettori | (7.934) | (414) | (671) | (121) | (817) | (14) | (576) | | |
| Ricavi da terzi | 6.635 | 14.254 | 19.584 | 3.053 | 4.191 | 38 | 58 | (107) | 47.706 |
| Risultato operativo | 6.698 | 1.908 | 360 | 53 | 625 | (175) | (152) | (165) | 9.152 |
| Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri | 20 | 181 | 67 | 2 | 7 | 60 | 18 | | 355 |
| Ammortamenti e svalutazioni | 3.458 | 480 | 200 | 48 | 236 | 9 | 37 | (9) | 4.459 |
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | 66 | 187 | 46 | 1 | (4) | (4) | | | 292 |
| Attività direttamente attribuibili ^(b) | 51.211 | 30.960 | 13.904 | 3.063 | 13.012 | 351 | 807 | (612) | 112.696 |
| Attività non direttamente attribuibili | | | | | | | | | 16.117 |
| Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | 2.020 | 2.577 | 1.064 | 28 | 187 | 54 | | | 5.930 |
| Passività direttamente attribuibili ^(c) | 12.482 | 8.314 | 5.786 | 788 | 6.275 | 1.863 | 1.770 | 98 | 37.376 |
| Passività non direttamente attribuibili | | | | | | | | | 34.062 |
| Investimenti in attività materiali e immateriali | 5.150 | 677 | 267 | 71 | 792 | 19 | 50 | 81 | 7.107 |
| I semestre 2011 | | | | | | | | | |
| Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a) | 14.252 | 16.849 | 24.821 | 3.544 | 5.705 | 45 | 644 | (158) | |
| a dedurre: ricavi infrasettori | (9.001) | (522) | (1.517) | (162) | (529) | (11) | (585) | | |
| Ricavi da terzi | 5.251 | 16.327 | 23.304 | 3.382 | 5.176 | 34 | 59 | (158) | 53.375 |
| Risultato operativo | 7.799 | 1.094 | 376 | (5) | 720 | (165) | (188) | (183) | 9.448 |
| Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri | 20 | 200 | 38 | 11 | 61 | 68 | 11 | | 409 |
| Ammortamenti e svalutazioni | 3.168 | 458 | 213 | 116 | 297 | 2 | 35 | (11) | 4.278 |
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | 63 | 160 | 74 | (1) | 9 | (23) | | | 282 |
| Attività direttamente attribuibili ^(b) | 48.994 | 33.533 | 14.518 | 3.328 | 12.806 | 377 | 842 | (943) | 113.455 |
| Attività non direttamente attribuibili | | | | | | | | | 17.224 |
| Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | 2.013 | 2.376 | 1.084 | 28 | 143 | 53 | 7 | | 5.704 |
| Passività direttamente attribuibili ^(c) | 12.174 | 9.032 | 5.969 | 783 | 5.108 | 2.927 | 1.462 | 56 | 37.511 |
| Passività non direttamente attribuibili | | | | | | | | | 37.464 |
| Investimenti in attività materiali e immateriali | 4.719 | 725 | 316 | 115 | 551 | 3 | 62 | 124 | 6.615 |

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

A partire dalla Relazione finanziaria annuale 2010, gli oneri ambientali sostenuti da Eni SpA per effetto delle garanzie intersocietarie verso Syndial SpA sono riportati ai fini della segment information nelle "Altre attività". Il periodo di confronto è stato riclassificato per omogeneità.

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 prosieguo;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel prosieguo;
- i contributi a enti, sotto il controllo 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. Il rapporti intrattenuti nel primo semestre 2011 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 sono di ammontare non significativo.

In applicazione del Regolamento Consob n. 17221/2010, sulle operazioni con parti correlate, recepito nella procedura interna di Eni, approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 18 novembre 2010, dal 1° gennaio 2011 la società Cosmi SpA e le società del suo gruppo, già citate nei bilanci di Eni SpA

fino all'esercizio 2010, non sono più qualificabili come soggetti correlati a Eni per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione. Tuttavia, ai sensi della procedura Eni, la società Cosmi SpA è considerata soggetto di interesse di un componente del Consiglio di Amministrazione. Pertanto, eventuali operazioni compiute da Eni con tale società sono comunque assoggettate a specifici obblighi procedurali, comportamentali e di trasparenza, al fine di assicurare la loro correttezza sostanziale e procedurale.

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 2011" 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 e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

(milioni di euro)

| Denominazione | 31.12.2010 | | | I semestre 2010 | | | | | | |
|--|--------------------------|--------------------------|--------------|-----------------|--------------|------------|------------|------------|-----------|----------------------------------|
| | Crediti e altre attività | Debiti e altre passività | Garanzie | Costi | | | Ricavi | | | Altri proventi (oneri) operativi |
| | | | | Beni | Servizi | Altro | Beni | Servizi | Altro | |
| Imprese a controllo congiunto e collegate | | | | | | | | | | |
| Altergaz SA | | | | | | | 128 | | | |
| Azienda Energia e Servizi Torino SpA | 1 | 65 | | | 27 | | | | | |
| Blue Stream Pipeline Co BV | 13 | 14 | 37 | | 77 | | | | | |
| Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH | 20 | | | | | | 57 | | | |
| CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno | 28 | 12 | 6.054 | | | | | 16 | | |
| CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due | 6 | 3 | 76 | | | | | 3 | | |
| Gasversorgung Süddeutschland GmbH | 3 | | | | | | 55 | | | |
| Karachaganak Petroleum Operating BV | 39 | 253 | | 432 | 152 | 22 | 4 | 4 | | |
| KWANDA – Suporte Logistico Lda | 51 | 1 | | | | | | 1 | | |
| Mellitah Oil & Gas BV | 30 | 137 | | 14 | 86 | | | 11 | | |
| Petrobel Belayim Petroleum Co | 8 | 34 | | | 88 | | | 2 | 1 | |
| Raffineria di Milazzo ScpA | 21 | 20 | | | 130 | 2 | 74 | 4 | | |
| Saipon Snc | 2 | | 53 | | | | | 14 | | |
| Trans Austria Gasleitung GmbH | 8 | 69 | | 7 | 75 | | | 10 | | |
| Unión Fenosa Gas SA | 11 | | 58 | | | | 19 | | | |
| Altre (*) | 165 | 147 | 12 | 70 | 174 | 59 | 92 | 45 | 5 | |
| | 406 | 755 | 6.290 | 523 | 809 | 83 | 429 | 110 | 6 | |
| Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento | | | | | | | | | | |
| Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV | 177 | 285 | | 1 | 438 | 2 | | 160 | 3 | |
| Eni BTC Ltd | | | 152 | | | | | 1 | | |
| Altre (*) | 22 | 22 | 3 | 1 | 17 | 2 | 4 | 6 | 2 | |
| | 199 | 307 | 155 | 2 | 455 | 4 | 4 | 167 | 5 | |
| | 605 | 1.062 | 6.445 | 525 | 1.264 | 87 | 433 | 277 | 11 | |
| Imprese controllate dallo Stato | | | | | | | | | | |
| Gruppo Enel | 83 | 44 | | 10 | 139 | | 89 | 260 | | |
| GSE – Gestore Servizi Elettrici | 94 | 104 | | 174 | | 42 | 209 | 10 | | 3 |
| Altre imprese a partecipazione statale (*) | 141 | 129 | | 24 | 88 | 17 | 72 | 7 | 5 | 20 |
| | 318 | 277 | | 208 | 227 | 59 | 370 | 277 | 5 | 23 |
| | 923 | 1.339 | 6.445 | 733 | 1.491 | 146 | 803 | 554 | 16 | 23 |

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

(milioni di euro)

| Denominazione | 30.06.2011 | | | I semestre 2011 | | | | | | |
|--|--------------------------|--------------------------|--------------|-----------------|--------------|-----------|------------|------------|-----------|----------------------------------|
| | Crediti e altre attività | Debiti e altre passività | Garanzie | Costi | | | Ricavi | | | Altri proventi (oneri) operativi |
| | | | | Beni | Servizi | Altro | Beni | Servizi | Altro | |
| Imprese a controllo congiunto e collegate | | | | | | | | | | |
| Azienda Energia e Servizi Torino SpA | | 65 | | | 34 | | | 1 | | |
| Blue Stream Pipeline Co BV | 9 | 12 | | | 74 | | | 1 | | |
| Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH | 16 | | | | | | 69 | | | |
| CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno | 36 | 12 | 6.074 | | 2 | | | 13 | | |
| CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due | 1 | 2 | 160 | | | | | | | |
| Karachaganak Petroleum Operating BV | 37 | 227 | | 548 | 116 | 10 | | 4 | | |
| KWANDA – Suorte Logistico Lda | 52 | 1 | | | | | | 6 | | |
| Mellitah Oil & Gas BV | 22 | 107 | | | 48 | | | 1 | | |
| Petrobrel Belajim Petroleum Co | 16 | 267 | | | 280 | | | 3 | | |
| Petromar Lda | 79 | 10 | 55 | | 5 | | | 34 | | |
| Raffineria di Milazzo ScpA | 26 | 11 | | | 143 | 2 | 114 | 9 | | |
| Trans Austria Gasleitung GmbH | | 60 | | 25 | 72 | | 1 | 26 | | |
| Unión Fenosa Gas SA | 13 | | 58 | | | | 55 | | 1 | |
| Altre (*) | 187 | 153 | 47 | 95 | 256 | 20 | 127 | 47 | 5 | |
| | 494 | 927 | 6.394 | 668 | 1.030 | 32 | 366 | 145 | 6 | |
| Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento | | | | | | | | | | |
| Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV | 83 | 262 | | | 409 | 4 | 1 | 449 | 3 | |
| Eni BTC Ltd | | | 141 | | | | | | | |
| Altre (*) | 22 | 21 | 5 | 3 | 31 | 4 | 6 | 7 | 2 | |
| | 105 | 283 | 146 | 3 | 440 | 8 | 7 | 456 | 5 | |
| | 599 | 1.210 | 6.540 | 671 | 1.470 | 40 | 373 | 601 | 11 | |
| Imprese controllate dallo Stato | | | | | | | | | | |
| Gruppo Enel | 119 | 46 | | 20 | 175 | | 14 | 250 | | |
| GSE – Gestore Servizi Elettrici | 85 | 113 | | 225 | | 25 | 265 | 5 | | |
| Terna SpA | 23 | 61 | | 65 | 51 | 11 | 31 | 10 | 5 | 12 |
| Altre imprese a partecipazione statale (*) | 111 | 96 | | 16 | 53 | 1 | 37 | 7 | 1 | |
| | 338 | 316 | | 326 | 279 | 37 | 347 | 272 | 6 | 12 |
| | 937 | 1.526 | 6.540 | 997 | 1.749 | 77 | 720 | 873 | 17 | 12 |

(*) 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 riguardano:

- il servizio di vettoriamento del gas da parte della società Azienda Energia e Servizi Torino SpA;
- 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 Belajim Petroleum Co; inoltre, l'acquisto di greggi dalla Karachaganak Petroleum Operating BV e la fornitura di servizi da parte del settore Ingegneria & Costruzioni alla Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- i compensi del servizio di lavorazione greggi corrisposto alla Raffineria di Milazzo ScpA definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Blue Stream Pipeline Co BV, Trans Austria Gasleitung GmbH e, limitatamente alla Trans Austria Gasleitung GmbH, il riaddebito del fuel gas utilizzato come gas di spinta;
- la fornitura di prodotti petroliferi alle società Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH 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;
- la garanzia rilasciata nell'interesse del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due per l'impegno a garantire la buona esecuzione della progettazione e dei lavori;
- la fornitura di servizi di progettazione, di costruzione e di assistenza tecnica alle società KWANDA – Suorte 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 a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto.

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;
- la compravendita di energia elettrica, di certificati verdi e il fair value degli strumenti finanziari derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con GSE – Gestore Servizi Elettrici;
- la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale e il fair value degli strumenti finanziari derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con Terna SpA.

Rapporti di natura finanziaria

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate è la seguente:

(milioni di euro)

| Denominazione | 31.12.2010 | | | I semestre 2010 | |
|--|--------------|------------|------------|-----------------|-----------|
| | Crediti | Debiti | Garanzie | Oneri | Proventi |
| Imprese a controllo congiunto e collegate | | | | | |
| Artic Russia BV | 104 | 3 | | | |
| Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH | 119 | | | | |
| Blue Stream Pipeline Co BV | | 8 | 648 | | 5 |
| GreenStream BV | 459 | 2 | | | 5 |
| Raffineria di Milazzo ScpA | | | 120 | | |
| Trans Austria Gasleitung GmbH | 144 | | | | 3 |
| Transmediterranean Pipeline Co Ltd | 141 | | | | 2 |
| Altre (*) | 105 | 75 | 24 | 2 | 14 |
| | 1.072 | 88 | 792 | 2 | 29 |
| Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento | | | | | |
| Altre (*) | 53 | 39 | 1 | 3 | |
| | 53 | 39 | 1 | 3 | |
| | 1.125 | 127 | 793 | 5 | 29 |

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

(milioni di euro)

| Denominazione | 30.06.2011 | | | I semestre 2011 | |
|--|--------------|------------|------------|-----------------|-----------|
| | Crediti | Debiti | Garanzie | Oneri | Proventi |
| Imprese a controllo congiunto e collegate | | | | | |
| Artic Russia BV | | | 93 | | |
| Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH | 115 | | | | 1 |
| Blue Stream Pipeline Co BV | | 4 | 599 | | 3 |
| GreenStream BV | 427 | 1 | | | 12 |
| Raffineria di Milazzo ScpA | 60 | | 87 | | |
| Société Centrale Electricque du Congo SA | 82 | | | | |
| Trans Austria Gasleitung GmbH | 191 | 1 | | | 3 |
| Transmediterranean Pipeline Co Ltd | 111 | | | | 2 |
| Unión Fenosa Gas SA | | 140 | | | |
| Altre (*) | 175 | 89 | 24 | 1 | 5 |
| | 1.161 | 235 | 803 | 1 | 26 |
| Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento | | | | | |
| Altre (*) | 54 | 63 | 1 | | |
| | 54 | 63 | 1 | | |
| | 1.215 | 298 | 804 | 1 | 26 |

(*) 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 riguardano:

- le garanzie per affidamenti bancari rilasciati nell'interesse delle società Artic Russia BV, Blue Stream Pipeline Co BV e Raffineria di Milazzo ScpA;
- 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 del tratto austriaco del gasdotto Federazione Russa-Italia e della realizzazione della rete di trasporto del gas naturale rispettivamente alla Trans Austria Gasleitung GmbH, alla GreenStream BV e alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd;
- il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo per Unión Fenosa Gas SA.

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

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

(milioni di euro)

| | 31.12.2010 | | | 30.06.2011 | | |
|---|------------|------------------|-------------|------------|------------------|-------------|
| | Totale | Entità correlate | Incidenza % | Totale | Entità correlate | Incidenza % |
| Crediti commerciali e altri crediti | 23.636 | 1.356 | 5,74 | 22.180 | 1.316 | 5,93 |
| Altre attività correnti | 1.350 | 9 | 0,67 | 1.358 | 1 | 0,07 |
| Altre attività finanziarie non correnti | 1.523 | 668 | 43,86 | 1.578 | 832 | 52,72 |
| Altre attività non correnti | 3.355 | 16 | 0,48 | 3.713 | 3 | 0,08 |
| Passività finanziarie a breve termine | 6.515 | 127 | 1,95 | 4.357 | 298 | 6,84 |
| Debiti commerciali e altri debiti | 22.575 | 1.297 | 5,75 | 20.273 | 1.475 | 7,28 |
| Altre passività correnti | 1.620 | 5 | 0,31 | 1.480 | 5 | 0,34 |
| Altre passività non correnti | 2.194 | 45 | 2,05 | 2.576 | 46 | 1,79 |

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

(milioni di euro)

| | I semestre 2010 | | | I semestre 2011 | | |
|--|-----------------|------------------|-------------|-----------------|------------------|-------------|
| | Totale | Entità correlate | Incidenza % | Totale | Entità correlate | Incidenza % |
| Ricavi della gestione caratteristica | 47.706 | 1.357 | 2,84 | 53.375 | 1.593 | 2,98 |
| Altri ricavi e proventi | 537 | 16 | 2,98 | 590 | 17 | 2,88 |
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | 32.466 | 2.378 | 7,32 | 37.965 | 2.807 | 7,39 |
| Costo lavoro | 2.199 | 17 | 0,77 | 2.262 | 16 | 0,71 |
| Altri proventi (oneri) operativi | 33 | 23 | 69,70 | (12) | 12 | |
| Proventi finanziari | 3.660 | 29 | 0,79 | 2.858 | 26 | 0,91 |
| Oneri finanziari | 3.930 | 5 | 0,13 | 3.460 | 1 | 0,03 |

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 2010 | I semestre 2011 |
|---|-----------------|-----------------|
| Ricavi e proventi | 1.373 | 1.610 |
| Costi e oneri | (2.378) | (2.823) |
| Altri proventi (oneri) operativi | 23 | 12 |
| Variazione crediti e debiti commerciali e diversi | 113 | (91) |
| Dividendi e interessi | 313 | 329 |
| Flusso di cassa netto da attività operativa | (556) | (963) |
| Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali | (543) | (726) |
| Variazione debiti relativi all'attività di investimento | 247 | 313 |
| Variazione crediti finanziari | (599) | (158) |
| Flusso di cassa netto da attività di investimento | (895) | (571) |
| Variazione debiti finanziari | 17 | 179 |
| Flusso di cassa netto da attività di finanziamento | 17 | 179 |
| Totale flussi finanziari verso entità correlate | (1.434) | (1.355) |

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

(milioni di euro)

| | I semestre 2010 | | | I semestre 2011 | | |
|--|-----------------|------------------|-------------|-----------------|------------------|-------------|
| | Totale | Entità correlate | Incidenza % | Totale | Entità correlate | Incidenza % |
| Flusso di cassa da attività operativa | 9.139 | (556) | .. | 8.596 | (963) | ... |
| Flusso di cassa da attività di investimento | (6.627) | (895) | 13,51 | (6.560) | (571) | 8,70 |
| Flusso di cassa da attività di finanziamento | (2.514) | 17 | .. | (2.063) | 179 | ... |

34. Eventi ed 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 2010 e 2011 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

36. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

Belgio

Nel luglio 2011 Eni ha firmato un accordo con NV Noun Energy per l'acquisizione della controllata Noun Belgium NV, che commercializza gas ed energia elettrica ai segmenti industriale e residenziale in Belgio. Il perfezionamento dell'accordo è soggetto all'approvazione delle competenti autorità.

Cessione della partecipazione in Gas Brasiliano Distribuidora

Il 30 luglio 2011, con l'approvazione delle competenti autorità brasiliane, è stata perfezionata la cessione della partecipazione totalitaria nella società Gas Brasiliano Distribuidora SA, che distribuisce e commercializza gas naturale in Brasile, a Petrobras Gás, compagnia interamente controllata da Petróleo Brasileiro ("Petrobras"). Il corrispettivo della cessione ammonta a 271 milioni di dollari.

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 2011, nel corso del primo semestre 2011.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2011 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 2011:
 - 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.

28 luglio 2011

/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.

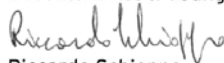
1. Abbiamo effettuato la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato della Eni S.p.A. e controllate (Gruppo Eni) al 30 giugno 2011, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci 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 e al bilancio consolidato semestrale abbreviato dell'anno precedente presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alle nostre relazioni rispettivamente emesse in data 30 marzo 2011 e in data 6 agosto 2010.

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 2011 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, 5 agosto 2011

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
P.I. 00891231003
Iscritta all'Albo Revisori Contabili al n. 70945 Pubblicato sulle G.U.
Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
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 2011

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, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate e collegate di Eni SpA al 30 giugno 2011, nonché delle partecipazioni rilevanti.

Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito, 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 2011 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 | 48 | 218 | 266 | | | | | | |
| Partecipazioni di imprese consolidate ^(b) | | | | | | | | | |
| Valutate con il metodo del patrimonio netto | 15 | 44 | 59 | 38 | 85 | 123 | | | |
| Valutate con il metodo del costo | 5 | 10 | 15 | 11 | 30 | 41 | 8 | 29 | 37 |
| | 20 | 54 | 74 | 49 | 115 | 164 | 8 | 29 | 37 |
| Partecipazioni di imprese non consolidate | | | | | | | | | |
| Possedute da imprese controllate | | 2 | 2 | | | | | | |
| Possedute da imprese a controllo congiunto | | | | 5 | 23 | 28 | | | |
| | | 2 | 2 | 5 | 23 | 28 | | | |
| Totale imprese | 68 | 274 | 342 | 54 | 138 | 192 | 8 | 29 | 37 |

(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 e le imprese 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 2011 Eni controlla 14 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 14 società, 8 sono soggette ad imposizione in Italia o perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni (7) o perché divenute fiscalmente residenti a seguito del trasferimento in Italia della sede dell'amministrazione (1). Una società sarà soggetta ad imposizione in Italia salvo l'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate. Le restanti 5 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma solo a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate in considerazione al livello di tassazione cui sono sottoposte oppure all'effettività delle

attività industriali e commerciali svolte.

Delle 14 società, 9 rivengono dalle acquisizioni della Lasmo Plc, della Bouygues Offshore SA, delle attività congolese della Maurel & Prom e della Burren Energy Plc.

Eni controlla inoltre 25 società residenti in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto che non si avvalgono dei regimi privilegiati ivi previsti. Nessuna società controllata residente o localizzata nei Paesi individuati dal Decreto ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2010 sono stati oggetto di revisione contabile da parte della Ernst & Young.

Al 30 giugno 2011 Eni detiene inoltre, direttamente o indirettamente, partecipazioni non inferiori al 20% agli utili in 12 società residenti o localizzate in Stati o territori a regime fiscale privilegiato individuati dal Decreto, di cui 5 sono soggette a imposizione in Italia perché beneficiano di tali regimi e 1 sarà soggetta a imposizione in Italia salvo l'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate. Le restanti 6 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 Ministero dell'Economia e delle Finanze Eni SpA Altri Soci | 26,37 3,93 9,56 60,14 | 100,00 | C.I. |

Imprese controllate

Exploration & Production

In Italia

| Denominazione | Sede | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*) |
|---|--------------------------|--------|------------|-----------------------|----------------|---------------------------------|---|
| 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 | 1.697.440 | 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 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 | Ortona (CH) | EUR | 14.738.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Società Ionica Gas SpA | Ortona (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. |
| Sviluppo Tecnologie Industriali SpA | Pisa | EUR | 250.000 | Tecnomare SpA | 100,00 | | P.N. |
| 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 | 62.342.954 | 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 | 100,00 | C.I. |
| 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 En. (Berm) Ltd Burren (Cyp) Hold. Ltd | 50,00 50,00 | | Co. |
| Burren Energy Shipping & Transportation (Samara) Ltd (ex Burren Energy Shipping & Transportation Ltd) | Samara (Russia) | RUB | 157.412 | Burren Ship M. Ltd | 100,00 | | |
| 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. |

(*) 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 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. |
| 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 ANS Ltd (in liquidazione) | Londra (Regno Unito) | GBP | 1.700.000 | Eni UKCS Ltd | 100,00 | | Co. |
| 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 | 1.200.000 | Eni UK Ltd | 100,00 | | P.N. |
| Eni BB Ltd (in liquidazione) | Londra (Regno Unito) | GBP | 1 | Eni UK Ltd | 100,00 | | Co. |
| 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 Int. NA NV Sàrl Eni International BV | 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. |

(*) 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 | Metodi di consolidamento o criterio di valutazione (*) |
|---|------------------------------|--------|-----------------|------------------------------------|---------------|---------------------------------|--|
| 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 (ex Eni Congo 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. |
| 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) | GHC | 75.000 | 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 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 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 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. |

(*) 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 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. |
| 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 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 | 1.570.000.000 | Eni International BV Soci Terzi | 99,99 [..] | 100,00 | C.I. |
| Eni Oil & Gas Inc | Wilmington (USA) | USD | 100.800 | Eni America Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| 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 Llc | 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 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 (Congo) | CDF | 100.000 | 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 TTO Ltd (in liquidazione) | Londra (Regno Unito) | GBP | 57.085.385 | Eni Lasmo Plc | 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 | Metodi di consolidamento o criterio di valutazione (*) |
|---|-------------------------|--------|----------------|---|---------------------------------|---------------------------------|--|
| 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. |
| Eni UFL Ltd | Londra (Regno Unito) | GBP | 2 | Eni ULT Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| 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 | 505.100.000 | Eni ULT Ltd | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni UKCS Ltd | Londra (Regno Unito) | GBP | 17.000.100 | 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 | | P.N. |
| 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 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 | 100,00 | C.I. |
| 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 | 99,90 0,10 | 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. |

(*) 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 (*) |
|---|----------------------------|--------|-----------|--|-------------------------|---------------------------------|--|
| leoc Production BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | EUR | 20.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Lasmo Sanga Sanga Ltd ⁽⁹⁾ | Hamilton (Bermuda) | USD | 12.000 | Eni Lasmo Plc | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Minsk Energy Resources Sp. Zo.o | Varsavia (Polonia) | PLN | 7.000 | Eni International BV | 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 ^(*) |
|--|--------------------------|--------|---------------|--|---------------------------------------|---------------------------------|---|
| Acqua Campania SpA | Napoli | EUR | 4.950.000 | Italgas SpA Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi | 35,20 10,20 5,10 49,50 | 31,97 | C.I. |
| 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 Gas Transport Deutschland SpA | San Donato Milanese (MI) | EUR | 5.543.728 | 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 Rete Gas SpA | 100,00 | 55,54 | C.I. |
| LNG Shipping SpA | San Donato Milanese (MI) | EUR | 240.900.000 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Rete Gas Roma Srl | Roma | EUR | 10.000 | Italgas SpA | 100,00 | | P.N. |
| Servizi Fondo Bombole Metano SpA | Roma | EUR | 2.080.000 | Eni SpA | 100,00 | | Co. |
| Servizi Territori Aree Penisole SpA | Napoli | EUR | 1.120.000 | Napoletana Gas SpA Soci Terzi | 70,00 30,00 | | P.N. |
| Snam Rete Gas SpA ^(#) | San Donato Milanese (MI) | EUR | 3.571.145.494 | Eni SpA Snam Rete Gas SpA Soci Terzi | 52,54 ^(a) 5,40 42,06 | 55,54 | 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 Rete Gas SpA | 100,00 | 55,54 | C.I. |
| Stoccaggi Gas Italia SpA - Stogit SpA | San Donato Milanese (MI) | EUR | 152.205.500 | Snam Rete Gas SpA | 100,00 | 55,54 | C.I. |
| Toscana Energia Clienti SpA | Pistoia | EUR | 7.148.428,170 | Eni SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Travagliato Energia Srl | Travagliato (BS) | EUR | 20.000 | Toscana Energ. C. 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 55,54
Soci Terzi 44,46

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 | 29.923.600 | Eni G&P France BV Soci Terzi | 59,67 40,33 | 59,67 | 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 Soci Terzi | 99,99 (..) | 100,00 | C.I. |
| Distrigas NV | Bruxelles (Belgio) | EUR | 65.439.722,140 | Eni G&P Belgium SA Soci Terzi | 99,99 (..) | 100,00 | C.I. |
| Eni Gas & Power Belgium SA | Bruxelles (Belgio) | EUR | 4.686.000.000 | Eni SpA Eni International BV | 99,99 0,01 | 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 GmbH | Düsseldorf (Germania) | EUR | 75.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Gas Transport International SA ⁽¹⁰⁾ | Lugano (Svizzera) | CHF | 54.000.000 | 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. |
| 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. |
| Finpipe GIE | Bruxelles (Belgio) | EUR | 25.151.277,020 | Distrigas NV Soci Terzi | 63,33 36,67 | 63,33 | C.I. |
| Gas Brasileiro Distribuidora SA | San Paolo (Brasile) | BRL | 587.363.600 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | 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. |
| 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 Trans Tunis. Co Ltd Eni G&P Belgium SA | 99,85 0,05 0,05 0,05 | 100,00 | C.I. |
| South Stream BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | EUR | 50.000 | Eni International BV | 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.

| Denominazione | Sede | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*) |
|---|-------------------------------|--------|-----------------|---|--|---------------------------------|---|
| Tigáz-Dso Földgázelosztó kft | Hajdúszoboszló (Ungheria) | HUF | 125.314.470.000 | Tigáz Zrt | 100,00 | 50,44 | C.I. |
| Tigáz Gepa Kft | Hajdúszoboszló (Ungheria) | HUF | 52.780.000 | Tigáz Zrt | 100,00 | | P.N. |
| Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság | Hajdúszoboszló (Ungheria) | HUF | 17.000.000.000 | Eni SpA Tigáz Zrt Eni Adfin SpA Soci Terzi | 50,36 ^(a) 0,16 [.] 49,47 | 50,44 | C.I. |
| Trans Tunisian Pipeline Co Ltd ⁽³⁾ | St. Helier (Isole del Canale) | 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.

(a) Quota di Controllo:

| | |
|---------------|-------|
| Eni SpA | 50,44 |
| Eni Adfin SpA | [.] |
| Soci Terzi | 49,55 |

(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.

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 o&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 o&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&nooil 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. |
| Agip Slovenija doo | Lubiana (Slovenia) | EUR | 3.795.528,290 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Austria GmbH (ex Agip 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 (ex Agip 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. |

(*) 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 ^(*) |
|---|-------------------------|--------|----------------|--|----------------|---------------------------------|---|
| Eni Ecuador SA ⁽¹⁰⁾ | Quito (Ecuador) | USD | 103.142,080 | Eni International BV Esain SA | 99,93 0,07 | 100,00 | C.I. |
| Eni France Sàrl | Lione (Francia) | EUR | 56.800.000 | Eni International BV | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Hungaria Zrt | Budapest (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) | ATS | 270.000.000 | Eni Mineralöhl. GmbH Eni International BV | 99,99 [..] | 100,00 | C.I. |
| Eni Mineralölhandel GmbH | Vienna (Austria) | ATS | 470.000.000 | Eni Austria GmbH | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Eni Oil Česká Republika Sro | Praga (Repubblica Ceca) | CZK | 800.000.000 | Eni International BV Eni Oil Holdings BV | 99,99 [..] | 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 (ex Agip Schmiertechnik GmbH) | Wurzburg (Germania) | EUR | 2.000.000 | Eni Deutsch. GmbH | 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 Trading & Shipping Services BV ⁽⁴⁾ | Amsterdam (Paesi Bassi) | EUR | 18.160 | Eni International BV | 100,00 | | P.N. |
| 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. |
| 000 "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.

(4) La società ha una filiale a Singapore, Paese incluso 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.

Petrolchimica

| Denominazione | Sede | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*) |
|----------------------------|--------------------------|--------|---------------|---------|------------|---------------------------------|---|
| 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 | Polimeri Europa 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 | Polimeri Europa 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 | Polimeri Europa SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi | 42,62 29,79 1,82 25,77 | | P.N. |
| Servizi Porto Marghera Scarl | Porto Marghera (VE) | EUR | 8.751.500 | Polimeri Europa 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 | Polimeri Europa SpA Polimeri Benelux SA Polimeri Europa GmbH | 96,34 1,83 1,83 | 100,00 | C.I. |
| 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 | Polimeri Europa SpA Polimeri France SAS | 99,99 (..) | 100,00 | C.I. |
| Polimeri Europa Elastomeres France SA (in liquidazione) | Champagnier (Francia) | EUR | 13.011.904 | Polimeri Europa SpA Soci Terzi | 99,99 (..) | | P.N. |
| Polimeri Europa France SAS | Mardyck (Francia) | EUR | 126.115.582,900 | Polimeri Europa SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Polimeri Europa GmbH ⁽¹²⁾ | Eschborn (Germania) | EUR | 100.000 | Polimeri Europa SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Polimeri Europa Hellas SA | Atene (Grecia) | EUR | 395.175 | Polimeri Europa SpA | 100,00 | | P.N. |
| Polimeri Europa Ibérica SA | Barcelona (Spagna) | EUR | 2.524.200 | Polimeri Europa SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |
| Polimeri Europa Kimya Ürünleri Ticaret Ltd Sirketi | Istanbul (Turchia) | TRY | 20.000 | Polimeri Europa SpA Polimeri Europa GmbH | 90,00 10,00 | | P.N. |

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

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

| Denominazione | Sede | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*) |
|--|------------------------|--------|-----------|---------------------|------------|---------------------------------|--|
| Polimeri Europa Norden AS | Copenaghen (Danimarca) | DKK | 3.000.000 | Polimeri Europa 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 | Polimeri Europa SpA | 100,00 | 100,00 | C.I. |

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

Ingegneria & Costruzioni

| Denominazione | Sede | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*) |
|----------------------------------|--------------------------|--------|-------------|-------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------|---|
| Saipem SpA ^(#) | San Donato Milanese (MI) | EUR | 441.410.900 | Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi | 42,91 ^(a) 0,75 56,34 | 43,25 | C.I. |

In Italia

| | | | | | | | |
|--|---------------------------|-----|------------|--------------------------|----------------|-------|------|
| Consorzio Sapro | San Giovanni Teatino (CH) | EUR | 10.329,140 | Saipem SpA Soci Terzi | 51,00 49,00 | | Co. |
| Saipem Energy Services SpA | San Donato Milanese (MI) | EUR | 9.020.216 | Saipem SpA | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Servizi Energia Italia SpA | Porto Marghera (VE) | EUR | 291.000 | Saipem En. Serv. SpA | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| SnamprogettiChiyoda SAS di Saipem SpA | San Donato Milanese (MI) | EUR | 10.000 | Saipem SpA Soci Terzi | 99,90 0,10 | 43,21 | C.I. |

All'estero

| | | | | | | | |
|---|---------------------------|-----|---------------|-------------------------------------|----------------|-------|------|
| Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda | Rio De Janeiro (Brasile) | BRL | 322.350.000 | Saipem SpA Snamprog. Netherl. BV | 99,00 1,00 | 43,25 | C.I. |
| BOSCONGO SA | Pointe Noire (Congo) | XAF | 1.597.805.000 | Saipem SA Soci Terzi | 99,99 (..) | 43,25 | C.I. |
| BOS Investment Ltd | New Malden (Regno Unito) | GBP | 700.000 | Saipem SA | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| BOS-UIE Ltd | New Malden (Regno Unito) | GBP | 600.600 | BOS Investment Ltd | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Construction Saipem Canada Inc | Montréal (Canada) | CAD | 1.000 | Snamprog. Canada Inc | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| ERSAI Caspian Contractor Llc | Almaty (Kazakhstan) | KZT | 1.105.930.000 | Saipem Intern. BV Soci Terzi | 50,00 50,00 | 21,63 | C.I. |
| ERSAI Marine Llc | Almaty (Kazakhstan) | KZT | 1.000.000 | ERSAI Caspian Llc | 100,00 | | P.N. |
| ERS - Equipment Rental & Services BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | EUR | 90.760 | Saipem Intern. BV | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Global Petroprojects Services AG ⁽¹⁰⁾ | Zurigo (Svizzera) | CHF | 5.000.000 | Saipem Intern. BV | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd | Malad (India) | INR | 500.000 | Saipem SA Soci Terzi | 55,00 45,00 | | P.N. |
| Moss Maritime AS | Lysaker (Norvegia) | NOK | 40.000.000 | Saipem Intern. BV | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Moss Maritime Inc | Houston (USA) | USD | 145.000 | Moss Maritime AS | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Nigerian Services & Supply Co Ltd | Victoria Island (Nigeria) | NGN | 40.000.000 | Saipem SA Soci Terzi | 99,99 (..) | | 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.

[a) Quota di Controllo: Eni SpA 43,25
Soci Terzi 56,75

[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 (*) |
|---|--------------------------|--------|---------------|--|-----------------------|---------------------------------|--|
| North Caspian Service Co | Almaty (Kazakhstan) | KZT | 1.910.000.000 | Saipem Intern. BV | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Petrex SA | Iquitos (Perù) | PEN | 485.469.045 | Saipem Intern. BV Soci Terzi | 99,99 (..) | 43,25 | C.I. |
| Professional Training Center Llc | Karakiyan (Kazakhstan) | KZT | 1.000.000 | ERSAI Caspian Llc | 100,00 | | P.N. |
| PT Saipem Indonesia | Jakarta (Indonesia) | USD | 111.290.000 | Saipem Intern. BV Saipem Asia Sdn Bhd | 68,55 31,45 | 43,25 | C.I. |
| SAGIO Companhia Angolana De Gestão De Instalação Offshore Ltda ^[10] | Luanda (Angola) | AOA | 1.600.000 | Saipem SGPS SA 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 (..) | 43,25 | C.I. |
| Saimexicana SA De Cv | Col Juarez (Messico) | MXN | 50.000 | Saipem SA Sofresid SA | 99,99 (..) | 43,25 | C.I. |
| Saipem America Inc | Wilmington (USA) | USD | 50.000.000 | Saipem Intern. BV | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Saipem Argentina de Perforaciones, Montajes Y Proyectos Sociedad Anónima, Minera, Industrial, Comercial y Financiera (in liquidazione) | Buenos Aires (Argentina) | ARS | 444.500 | Saipem Intern. BV Soci Terzi | 99,58 0,42 | | P.N. |
| Saipem Asia Sdn Bhd ^[15] | Kuala Lumpur (Malaysia) | MYR | 8.116.500 | Saipem Intern. BV | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Saipem Australia Pty Ltd | Sydney (Australia) | AUD | 10.661.000 | Saipem Intern. BV | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Saipem (Beijing) Technical Services Co Ltd | Beijing (Cina) | USD | 250.000 | Saipem Intern. BV | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Saipem Contracting Algeria SpA | Hassi Messaoud (Algeria) | DZD | 1.556.435.000 | Sofresid SA Saipem SA Soci Terzi | 99,99 (..) (..) | 43,25 | C.I. |
| Saipem Contracting Netherlands BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | EUR | 20.000 | Saipem Intern. BV | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Saipem Contracting (Nigeria) Ltd | Lagos (Nigeria) | NGN | 827.000.000 | Saipem Intern. BV Soci Terzi | 97,94 2,06 | 42,36 | C.I. |
| Saipem do Brasil Serviços de Petróleo Ltda | Rio De Janeiro (Brasile) | BRL | 84.719.299 | Saipem Intern. BV Soci Terzi | 99,99 (..) | 43,25 | C.I. |
| Saipem Drilling Co Private Ltd | Mumbai (India) | INR | 50.000.000 | Saipem Intern. BV Saipem SA | 50,00 50,00 | 43,25 | C.I. |
| Saipem Engineering Nigeria Ltd | Lagos (Nigeria) | NGN | 75.000.000 | Saipem Intern. BV Soci Terzi | 95,00 5,00 | | P.N. |
| Saipem India Projects Ltd | Chennai (India) | INR | 407.000.000 | Saipem SA Soci Terzi | 99,99 (..) | 43,25 | 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 | 43,25 | 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 | 43,25 | C.I. |
| Saipem Logistics Services Ltd | Lagos (Nigeria) | NGN | 55.000.000 | Saipem Intern. BV Soci Terzi | 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.

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

| Denominazione | Sede | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*) |
|---|----------------------------------|--------|-----------------|--|-------------------------------|---------------------------------|---|
| Saipem Ltd | New Malden (Regno Unito) | EUR | 7.500.000 | Saipem Intern. BV | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Saipem Luxembourg SA ⁽¹⁰⁾ | Strassen (Lussemburgo) | EUR | 31.002 | Saipem Maritime Sàrl Saipem Portugal Lda | 99,99 (..) | 43,25 | C.I. |
| Saipem (Malaysia) Sdn Bhd ⁽⁸⁾ | Kuala Lumpur (Malaysia) | MYR | 1.033.500 | Saipem Intern. BV Soci Terzi | 41,95 ^(a) 58,05 | 17,90 | C.I. |
| Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sàrl ⁽¹⁰⁾ | Lussemburgo (Lussemburgo) | USD | 315.000 | Saipem SpA | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Saipem Mediteran Usluge doo | Rijeka (Croazia) | HRK | 1.500.000 | Saipem Intern. BV | 100,00 | 43,25 | 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 | 43,25 | C.I. |
| Saipem (Nigeria) Ltd | Lagos (Nigeria) | NGN | 259.200.000 | Saipem Intern. BV Soci Terzi | 89,41 10,59 | 38,67 | C.I. |
| Saipem Norge AS | Sola (Norvegia) | NOK | 100.000 | Saipem Intern. BV | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda | Funchal (Portogallo) | EUR | 299.278.738,240 | Saipem SGPS SA | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS Sociedade Unipessoal SA | Funchal (Portogallo) | EUR | 49.900.000 | Saipem Intern. BV | 100,00 | 43,25 | 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 | 43,25 | C.I. |
| Saipem Services México SA De Cv | Col Juarez (Messico) | MXN | 50.000 | Saimexicana SA Saipem America Inc | 99,99 (..) | 43,25 | C.I. |
| Saipem Services SA | Bruxelles (Belgio) | EUR | 61.500 | Saipem Intern. BV ERS BV | 99,98 0,02 | 43,25 | C.I. |
| Saipem Singapore Pte Ltd ⁽⁸⁾ | Singapore (Singapore) | SGD | 28.890.000 | Saipem SA | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Saipem UK Ltd | New Malden (Regno Unito) | GBP | 6.470.000 | Saipem Intern. BV | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Saipem Ukraine Llc | Kyiv (Ucraina) | EUR | 106.060,610 | Saipem Intern. BV Saipem Luxemb. SA | 99,00 1,00 | 43,25 | C.I. |
| SAIRUS Llc (ex Katran-K Llc) | Krasnodar (Russia) | RUB | 1.603.800 | Saipem Intern. BV | 100,00 | 43,25 | 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 | 25,95 | C.I. |
| SAS Port de Tanger | Montigny-Le-Bretonneux (Francia) | EUR | 37.000 | Saipem SA | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Saudi Arabian Saipem Ltd | Al Khobar (Arabia Saudita) | SAR | 5.000.000 | Saipem Intern. BV Soci Terzi | 60,00 40,00 | 25,95 | C.I. |
| Shipping and Maritime Services Ltd | Lagos (Nigeria) | NGN | 13.000.000 | ERS BV Soci Terzi | 99,99 (..) | | P.N. |
| Sigurd Rück AG ⁽¹⁰⁾ | Zurigo (Svizzera) | CHF | 25.000.000 | Saipem Intern. BV | 100,00 | 43,25 | C.I. |

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

(a) Quota di Controllo: Saipem Intern. BV 41,38
Soci Terzi 58,62

(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 (*) |
|---|----------------------------------|--------|---------------|--|----------------|---------------------------------|--|
| Snamprogetti Canada Inc | Montreal (Canada) | CAD | 100.100 | Saipem Intern. BV | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Snamprogetti Engineering BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | EUR | 18.151,200 | Saipem Maritime Sàrl | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Snamprogetti Ltd | Basingstoke (Regno Unito) | GBP | 15.000.000 | Snamprog. Netherl. BV | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Snamprogetti Lummus Gas Ltd | Sliema (Malta) | EUR | 50.000 | Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi | 99,00 1,00 | 42,82 | C.I. |
| Snamprogetti Management Services SA ⁽¹⁰⁾ (in liquidazione) | Ginevra (Svizzera) | CHF | 300.000 | Snamprog. Netherl. BV | 100,00 | | P.N. |
| Snamprogetti Netherlands BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | EUR | 92.117.340 | Saipem SpA | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Snamprogetti Romania Srl | Bucarest (Romania) | RON | 5.034.100 | Snamprog. Netherl. BV Saipem Intern. BV | 99,00 1,00 | 43,25 | 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 | 43,25 | C.I. |
| Sofresid Engineering SA | Montigny-Le-Bretonneux (Francia) | EUR | 1.267.142,800 | Sofresid SA Soci Terzi | 99,99 0,01 | 43,25 | C.I. |
| Sofresid SA | Montigny-Le-Bretonneux (Francia) | EUR | 8.253.840 | Saipem SA | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Sonsub AS | Sola (Norvegia) | NOK | 1.882.000 | Saipem Intern. BV | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Sonsub International Pty Ltd | Sydney (Australia) | AUD | 13.157.570 | Saipem Intern. BV | 100,00 | 43,25 | C.I. |
| Star Gulf FZ Co ⁽⁹⁾ | Dubai (Emirati Arabi Uniti) | AED | 500.000 | Saipem SGPS SA Saipem Portugal Lda | 80,00 20,00 | 43,25 | C.I. |
| TBE Ltd (in liquidazione) | Damietta (Egitto) | EGP | 50.000 | Saipem SA Soci Terzi | 70,00 30,00 | | P.N. |
| Varisal - Serviços de Consultadoria e Marketing Unipessoal Lda | Funchal (Portogallo) | EUR | 500.000 | Saipem SGPS SA | 100,00 | 43,25 | C.I. |

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

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

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

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 | 437.578.684,400 | 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 | San Donato Milanese (MI) | EUR | 10.000 | Syndial SpA | 100,00 | | Co. |
| Consorzio Infoter - Informatica per il Territorio (in liquidazione) | San Donato Milanese (MI) | EUR | 10.320 | Syndial SpA Eni Adfin SpA | 95,00 5,00 | | P.N. |
| 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. |
| Iniziativa e Sviluppo di Attività Industriali - ISAI SpA (in liquidazione) | Roma | EUR | 1.300.000 | Syndial SpA Soci Terzi | 58,70 41,30 | | P.N. |

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 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. |
| EniServizi 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 SpA 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 Coordination Center 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. |
| Eni International Resources Ltd | Londra (Regno Unito) | GBP | 50.000 | Eni SpA Eni UK Ltd | 99,99 (..) | 100,00 | C.I. |

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

Imprese 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 | Hamilton (Bermuda) | USD | 7.780.084.198 | 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 | 50,00 50,00 | | Co. |
| CARDÓN IV SA ^(†) | Caracas (Venezuela) | VEF | 8.610.000 | 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 Temsah 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 | Londra (Regno Unito) | GBP | 100 | Agip Karachaganak BV Soci Terzi | 38,00 62,00 | | P.N. |
| Karachaganak Petroleum Operating BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | EUR | 20.000 | Agip Karachaganak BV Soci Terzi | 32,50 67,50 | | 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. |
| Llc "SeverEnergia" ^(†) (ex 000 "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. |
| 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 | | |

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

(†) La società 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 ^(*) |
|--|---------------------------|--------|------------------|------------------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| DAO "Neftegastechnology" (ex DAO "Neftegaztekhlogiya") | 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 | 1.000.000 | Eni Lasmo Plc Soci Terzi | 40,00 60,00 | | P.N. |
| PetroSucre SA | Caracas (Venezuela) | VEB | 1.000.000.000 | 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. |
| 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 Developpement 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) | TRL | 5.000.000 | Eni International BV Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| Tecinco 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. |
| ZAO Urengoil Inc | Yanar (Russia) | RUB | 119.750.280 | Llc "SeverEnergia" | 100,00 | | |
| Zetah Noumbi Ltd ^(§) | 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.

(§) 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 | 42.000.000 | Eni SpA Soci Terzi | 70,00 30,00 | | P.N. |
| ISOGAS SpA ^(†) | Gorizia | EUR | 2.348.678 | Newco Energia SpA | 100,00 | | |
| 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 ^(†) | Borgomanero (NO) | EUR | 250.000 | Italgas SpA Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| Metano Casalpusterlengo SpA ^(†) | 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. |
| Newco Energia SpA ^(†) | Gorizia | EUR | 73.000.000 | Est Più SpA | 100,00 | | |
| Promgas SpA ^(†) | Milano | EUR | 516.500 | Eni SpA Soci Terzi | 50,00 50,00 | | Co. |
| Termica Milazzo Srl | Milano | EUR | 23.241.000 | EniPower SpA Soci Terzi | 40,00 60,00 | | P.N. |
| Toscana Energia Green SpA | Pisa | 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. |
| Erdgas-Beteiligungsgesellschaft Sud mbH | Stuttgart (Germania) | EUR | 15.500.000 | EnBW Eni Verw. mbH | 100,00 | | |
| 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 ^(†) | Salonicco (Grecia) | EUR | 307.850.000 | Eni Hellas SpA Soci Terzi | 49,00 51,00 | | P.N. |
| Gas Directo SA | Madrid (Spagna) | EUR | 6.716.400 | U. Fenosa Gas SA Soci Terzi | 60,00 40,00 | | |
| Gasifica SA | Madrid (Spagna) | EUR | 2.000.200 | U. Fenosa Gas SA Soci Terzi | 90,00 10,00 | | |
| Gasversorgung Süddeutschland GmbH | Stoccarda (Germania) | EUR | 76.694.000 | EnBW Eni Verw. mbH | 100,00 | | |
| Gaz de Bordeaux SAS | Bordeaux (Francia) | EUR | 757.576 | Altergaz SA Eni G&P France BV Soci Terzi | 17,00 17,00 66,00 | | P.N. |
| Gerecse Gázvezeték Építő és Vagyongkezelő 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 | | P.N. |
| 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 | 8.462.080 | U. Fenosa Gas SA | 100,00 | | |
| Pacific Solar Pty Ltd | Sidney (Australia) | AUD | 89.593.975,960 | EniPower SpA Soci Terzi | 22,77 77,23 | | Co. |
| Rhodigaz SAS ^(†) | Lione (Francia) | EUR | 37.800 | Distrigas NV Soci Terzi | 50,00 50,00 | | Co. |
| SAMCO Sagl ^[10] | Lugano (Svizzera) | CHF | 20.000 | Transmed. Pip. Co Ltd Eni International BV Soci Terzi | 90,00 5,00 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 | | P.N. |
| South Stream AG ^{(†) [10]} | Zug (Svizzera) | CHF | 100.000 | Eni International 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.

[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 ^(*) |
|---|-------------------------------|--------|---------------|------------------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| Spanish Egyptian Gas Co SAE | Damietta (Egitto) | USD | 375.000.000 | U. Fenosa Gas SA Soci Terzi | 80,00 20,00 | | |
| Trans Austria Gasleitung GmbH ^(†) | Vienna (Austria) | EUR | 72.672,830 | Eni International BV Soci Terzi | 89,00 11,00 | | Co. |
| Trans Europa Naturgas Pipeline Gesellschaft mbH & Co KG ^(†) | Essen (Germania) | EUR | 7.669.378,220 | Eni Gas Transp GmbH Soci Terzi | 49,00 51,00 | | Co. |
| Trans Europa Naturgas Pipeline Verwaltungs-GmbH ^(†) | Essen (Germania) | EUR | 25.000 | Eni Gas Transp GmbH Soci Terzi | 50,00 50,00 | | Co. |
| Transitgas AG ^{(†) (10)} | Zurigo (Svizzera) | CHF | 100.000.000 | Eni International BV Soci Terzi | 46,00 54,00 | | Co. |
| Transmediterranean Pipeline Co Ltd ^{(†) (8)} | St. Helier (Isole del Canale) | USD | 10.310.000 | Eni SpA Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| Turul Gázvezeték Építő és Vagyongkezelő 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 Exploración y Producción SA | Madrid (Spagna) | EUR | 60.110 | U. Fenosa Gas SA | 100,00 | | |
| Unión Fenosa Gas Infrastructures BV | Amsterdam (Paesi Bassi) | EUR | 90.000 | 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.

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

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. |
| BT Trasporti SpA | Roma | EUR | 1.800.000 | Ecofuel SpA Soci Terzi | 25,00 75,00 | | Co. |
| 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. |
| Logipetrol SpA | Parma | EUR | 2.260.000 | Ecofuel SpA Soci Terzi | 25,00 75,00 | | Co. |
| 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. |
| Seastok SpA | Trieste | EUR | 2.844.600 | Eni Rete o&no SpA Soci Terzi | 33,00 67,00 | | Co. |
| 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. |
| Unipetrol SpA | Tortona (AL) | EUR | 1.500.000 | Ecofuel SpA Soci Terzi | 25,00 75,00 | | Co. |
| Venezia Tecnologie SpA ^(†) | Porto Marghera (VE) | EUR | 150.000 | Eni SpA Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| Viscolube SpA | Pieve Fissiraga (LO) | EUR | 10.200.000 | Eni Rete o&no SpA Soci Terzi | 33,33 66,67 | | 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 - Raffineriebeteiligungs gesellschaft 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 Carburol 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. |
| Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöching GmbH | Zirndorf (Germania) | EUR | 2.100.000 | Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi | 24,80 75,20 | | P.N. |
| Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH ^(†) | Buchenhain (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 Carburol 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 GbR | Vienna (Austria) | EUR | 9.852.297,220 | Eni Austria GmbH Eni Marketing A. GmbH Eni Mineralöhl. GmbH Soci Terzi | 14,28 14,28 14,28 57,16 | | Co. |
| Galp Energia SGPS SA ^(#) | Lisbona (Portogallo) | EUR | 829.250.635 | Eni SpA Soci Terzi | 33,34 66,66 | | P.N. |
| Gilg & Schweiger Handelsgesellschaft mbH & Co KG ^(†) | Pullach (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. |
| 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 | | P.N. |
| TBG Tankler Betriebsgesellschaft GmbH ^(†) | Salisburgo (Austria) | ATS | 600.000 | Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| Weat Electronic Datenservice GmbH | Duesseldorf (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.

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

(†) La società è a controllo congiunto.

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

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

Petrolchimica

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 | Polimeri Europa SpA Syndial SpA S.E.F. Srl Soci Terzi | 20,18 11,85 10,94 57,03 | | P.N. |
| Matrica SpA ^(†) | San Donato Milanese (MI) | EUR | 500.000 | Polimeri Europa SpA Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| Priolo Servizi ScpA | Melilli (SR) | EUR | 25.600.000 | Polimeri Europa SpA Syndial SpA Soci Terzi | 35,70 5,00 59,30 | | P.N. |

(*) 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 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. |
| 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

| | | | | | | | |
|---|---------------------------|-----|------------------|---|-------------------------|--|------|
| Barber Moss Ship Management AS ^(†) | Lysaker (Norvegia) | NOK | 1.000.000 | Moss Maritime AS Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| BOS Shelf Ltd Society ^(†) | Baku (Azerbaijan) | AZN | 2.000 | Star Gulf FZ Co Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| Caspian Barge Builders Pte Ltd ^{(†) (8)} | Singapore (Singapore) | SGD | 2 | Saipem Singap. Ltd Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| Charville - Consultores e Serviços Lda ^(†) | Funchal (Portogallo) | EUR | 5.000 | Saipem SGPS SA 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 SGPS SA 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.

(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.

| Denominazione | Sede | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*) |
|---|---------------------------------------|--------|-------------|-------------------------------------|----------------|---------------------------------|--|
| KWANDA - Suporte Logistico Lda ⁽¹⁶⁾ | 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 SGPS SA Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| Nigetecs Fze ^(†) | Olokola (Nigeria) | USD | 40.000 | 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 ^(†) | 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 Kharafi National MMO FZ Co ^{(†) (8)} (in liquidazione) | Dubai (Emirati Arabi Uniti) | AED | 600.000 | 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. |
| Saipem Triune Engineering Private Ltd | Nuova Delhi (India) | INR | 200.000 | Saipem Intern. BV Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| Saipon Snc ^(†) | Montigny-Le-Bretonneux (Francia) | EUR | 20.000 | Saipem SA Soci Terzi | 60,00 40,00 | | 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 | SAS Port de Tanger Soci Terzi | 33,33 66,67 | | P.N. |
| Southern Gas Constructors Ltd ^(†) | Lagos (Nigeria) | NGN | 10.000.000 | Saipem SGPS SA 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 | | |
| Technip-Zachry-Saipem LNG Lp ^(†) | Houston (USA) | USD | 5.000 | TZS Llc (NV) TZS Llc (TX) | 99,00 1,00 | | |

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

(†) La società è a controllo congiunto.

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

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

(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.

(16) Inclusa negli elenchi di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo sarà soggetto a tassazione in Italia, salvo l'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

| Denominazione | Sede | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso | % Consolidata di pertinenza Eni | Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*) |
|---|---|--------|----------|-------------------------------------|----------------|---------------------------------|---|
| 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. |
| TSLNG Snc ^(†) | Courbevoie (Francia) | EUR | 20.000 | Saipem SA Soci Terzi | 50,00 50,00 | | P.N. |
| TZS Llc (NV) ^(†) | Reno (USA) | USD | 10.000 | Saipem America Inc Soci Terzi | 20,00 80,00 | | P.N. |
| TZS Llc (TX) ^(†) | San Antonio (USA) | USD | 5.000 | Saipem America Inc Soci Terzi | 20,00 80,00 | | P.N. |
| 02 PEARL Snc ^(†) | Montigny-Le-Bretonneux (Francia) | EUR | 1.000 | Saipem SA 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.

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. |
| Consorzio Cosmes (in liquidazione) | Cittadella della Ricerca (BR) | EUR | 51.645,690 | Syndial SpA Soci Terzi | 48,50 51,50 | | Co. |
| Consorzio Montoro | Nera Montoro (TR) | EUR | 3.000 | Syndial SpA Soci Terzi | 33,33 66,67 | | Co. |
| Consorzio Prometeo (in liquidazione) | Roma | EUR | 154.500 | Syndial SpA Soci Terzi | 26,60 73,40 | | Co. |
| Filatura Tessile Nazionale Italiana - FILTENI SpA (in liquidazione) | Ferrandina (MT) | EUR | 4.644.000 | Syndial SpA Soci Terzi | 59,55 ^(a) 40,45 | | 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 | 1.582.709.027,590 | Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi | 10,99 89,01 |
| New Liberty Residential Co Lic | West Trenton (USA) | USD | 0 ^(a) | Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi | 17,50 82,50 |
| Nigeria LNG Ltd | Lagos (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 | The Hague (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) | AKW | 7.400.000 | Eni Angola Prod. BV Soci Terzi | 13,60 86,40 |
| Petrolera Güiria SA | Caracas (Venezuela) | VEB | 1.000.000.000 | 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) | AKW | 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. zLlc Soci Terzi | 13,60 86,40 |
| GNV de Bordeaux SAS | Noisy le Grand Cedex (Francia) | EUR | 665.480 | Gaz de Bordeaux SAS Soci Terzi | 51,00 49,00 |
| Interconnector (UK) Ltd | Londra (Regno Unito) | GBP | 12.754.680 | Distrigas NV Eni International BV Soci Terzi | 11,05 ^(a) 5,02 83,93 |
| Lusitaniagas - Companhia de Gas 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 Gas Transp GmbH Soci Terzi | 13,04 86,96 |
| 3G Holdings Ltd | Londra (Regno Unito) | GBP | 100 | U. Fenosa Gas SA GALP Energia SGPS SA Soci Terzi | 20,00 15,00 65,00 |

(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 |
|--|---------------------------|--------|-------------|--|------------------------|
| Consorzio dei Servizi dell'Interporto di Parma | Bianconese Fontevivo (PR) | EUR | 138.404 | Eni SpA Ce.P.I.M. SpA Soci Terzi | 0,70 23,30 76,00 |
| Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA ⁽¹⁴⁾ | Roma | ITL | 360.000.000 | Eni SpA Soci Terzi | 72,48 27,52 |

All'estero

| | | | | | |
|--|------------------------------------|-----|---------------|------------------------------------|----------------|
| BFS Berlin Fuelling Services GbR | Berlino (Germania) | EUR | 36.329,520 | Eni Deutsch.GmbH Soci Terzi | 12,50 87,50 |
| 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 | Puteaux (Francia) | EUR | 207.500 | Eni France Sàrl Soci Terzi | 18,00 82,00 |
| Fuelling Aviation Services GIE | Tremblay en France (Francia) | EUR | 1 | Eni France Sàrl Soci Terzi | 25,00 75,00 |
| Hydranten-Betriebs-Gesellschaft, Flughafen Frankfurt/Main GbR | Francoforte sul Meno (Germania) | EUR | 29.338.156 | Eni Deutsch.GmbH Soci Terzi | 11,11 88,89 |
| S.I.P.G. Société Immobilier Pétrolier de Gestion (ex G.I.P. Groupement Immobilier Petrolier) | Tremblay en France (Francia) | EUR | 40.000 | Eni France Sàrl Soci Terzi | 12,50 87,50 |
| Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR | Berlino (Germania) | EUR | 232.366,480 | Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi | 12,50 87,50 |
| Tema Lube Oil Co Ltd | Accra (Ghana) | USD | 4.298.000 | Eni International BV Soci Terzi | 11,98 88,02 |
| Turbo Fuel Service Berlin GbR | Amburgo (Germania) | EUR | 487.338,560 | Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi | 12,50 87,50 |

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

Ingegneria & Costruzioni

In Italia

| Denominazione | Sede | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso |
|------------------|---------------|--------|----------|------------------------------------|----------------|
| Consorzio F.S.B. | Marghera (VE) | EUR | 15.000 | Saipem En. Serv. SpA Soci terzi | 28,00 72,00 |

Altre attività

In Italia

| Denominazione | Sede | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso |
|-----------------------------------|---------------|--------|-------------|---------------------------|----------------|
| Consorzio Venezia Ricerche | Marghera (VE) | EUR | 498.918,200 | Syndial SpA Soci Terzi | 14,55 85,45 |

Corporate e società finanziarie

In Italia

| Denominazione | Sede | Valuta | Capitale | Soci | % Possesso |
|--|--------|--------|----------|------------------------------------|----------------|
| Consorzio per l'Innovazione nella Gestione delle Imprese e della Pubblica Amministrazione | Milano | EUR | 150.000 | Eni Corporate U. SpA Soci Terzi | 10,67 89,33 |
| Consorzio Sempione | Milano | EUR | 300.000 | EniServizi SpA Soci Terzi | 11,00 89,00 |

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nel semestre

Imprese consolidate con il metodo integrale

Imprese incluse (n. 5)

| | | | |
|--------------------------------------|----------|--------------------------|--------------|
| Eni Arguni I Ltd | Londra | Exploration & Production | Costituzione |
| Eni Gas Transport Services SA | Lugano | Gas & Power | Costituzione |
| Eni RD Congo SPRL | Kinshasa | Exploration & Production | Rilevanza |
| Saipem Australia Pty Ltd | Sydney | Ingegneria & Costruzioni | Rilevanza |
| Saipem Norge AS | Sola | Ingegneria & Costruzioni | Rilevanza |

Imprese escluse (n. 9)

| | | | |
|---|------------------------|--------------------------|-----------------------|
| Agip Lubricantes SA (in liquidazione) | Buenos Aires | Refining & Marketing | Irrilevanza |
| Eni Medio Oriente SpA | San Donato Milanese | Exploration & Production | Irrilevanza |
| Eni MHH Ltd (in liquidazione) | Londra | Exploration & Production | Cancellazione |
| Eni Oil Slovensko Spol Sro | Bratislava | Refining & Marketing | Fusione |
| Eni Resources Ltd (in liquidazione) | Londra | Exploration & Production | Cancellazione |
| Moss Offshore AS | Lysaker | Ingegneria & Costruzioni | Fusione |
| Petromar Lda | Luanda | Ingegneria & Costruzioni | Perdita del Controllo |
| Saipem Perfurações e Construções Petrolíferas Unipessoal Lda | Funchal | Ingegneria & Costruzioni | Fusione |
| Société de Construction d'Oleoducs Snc (in liquidazione) | Montigny-Le-Bretonneux | Ingegneria & Costruzioni | Cancellazione |

Ufficio rapporti con gli investitori

Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)

Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929

e-mail: investor.relations@eni.com

**eni spa**

Sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale al 31 dicembre 2010:

euro 4.005.358.876 interamente versato

Registro delle Imprese di Roma,

codice fiscale 00484960588

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 TUF

Annual Report

Annual Report on Form 20-F redatto per il deposito

presso la Securities and Exchange Commission

Fact Book (in italiano e in inglese)

Eni in 2010 (in inglese)

Relazione Finanziaria Semestrale Consolidata al 30 giugno

redatta ai sensi dell'art. 154-ter c.2 del TUF

Interim consolidated report as of June 30

Sito Internet: eni.com

Centralino: +39-0659821

Numero verde: 800940924

Casella e-mail: segreteriasocietaria.azionisti@eni.com

ADRs/Depository

J.P. Morgan Depository Receipts

1 Chase Manhattan Plaza, Floor 58

New York, NY 10005

adr@jpmorgan.com

Contatti:

- General (800) 990-1135

- From outside the U.S. - (651) 453-2128

- Global Invest Direct - (800) 428-4237

ADRs/Transfer agent

JPMorgan Chase & Co.

P.O. Box 64504

St. Paul, MN 55164-0504

jpmorgan.adr@wellsfargo.com

Progetto grafico: Korus - Roma

Copertina: Inarea - Roma

Impaginazione e supervisione: Korus - Roma

Stampa: Marchesi Grafiche Editoriali SpA - Roma

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

eni.com



00111