

ENI S.p.A.

---

# BILANCIO D'ESERCIZIO 2011

**PAGINA BIANCA**

RELAZIONE  
DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

**PAGINA BIANCA**

**Relazione e bilancio consolidato****Relazione sulla gestione**

Il Gruppo Eni  
Profilo dell'anno  
Lettera agli azionisti  
La strategia Eni  
Scenario e contesto di riferimento  
Come operiamo  
Governance

**Andamento operativo**

Exploration & Production  
Gas & Power  
Refining & Marketing  
Petrochimica  
Ingegneria & Costruzioni

**Commento ai risultati e altre informazioni**

Commento ai risultati economico-finanziari  
Conto economico  
Stato patrimoniale riclassificato  
Rendiconto finanziario riclassificato  
Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA  
Fattori di rischio e incertezza  
Evoluzione prevedibile della gestione

**Altre informazioni****Glossario****Bilancio consolidato**

Schemi di bilancio  
Note al bilancio consolidato  
Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC

**Consolidato di sostenibilità**

Attestazione del management  
Relazione della Società di revisione  
Independent Assurance Report

**Bilancio di esercizio di Eni SpA**

Schemi di bilancio  
Note al bilancio d'esercizio

**Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti**

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998 e dell'art. 2429, comma 3, c.c.

**Attestazione del management**

Relazione della Società di revisione

Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti

**Allegati****Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2011**

Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2011  
Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio

**Allegato alle note del bilancio di esercizio**

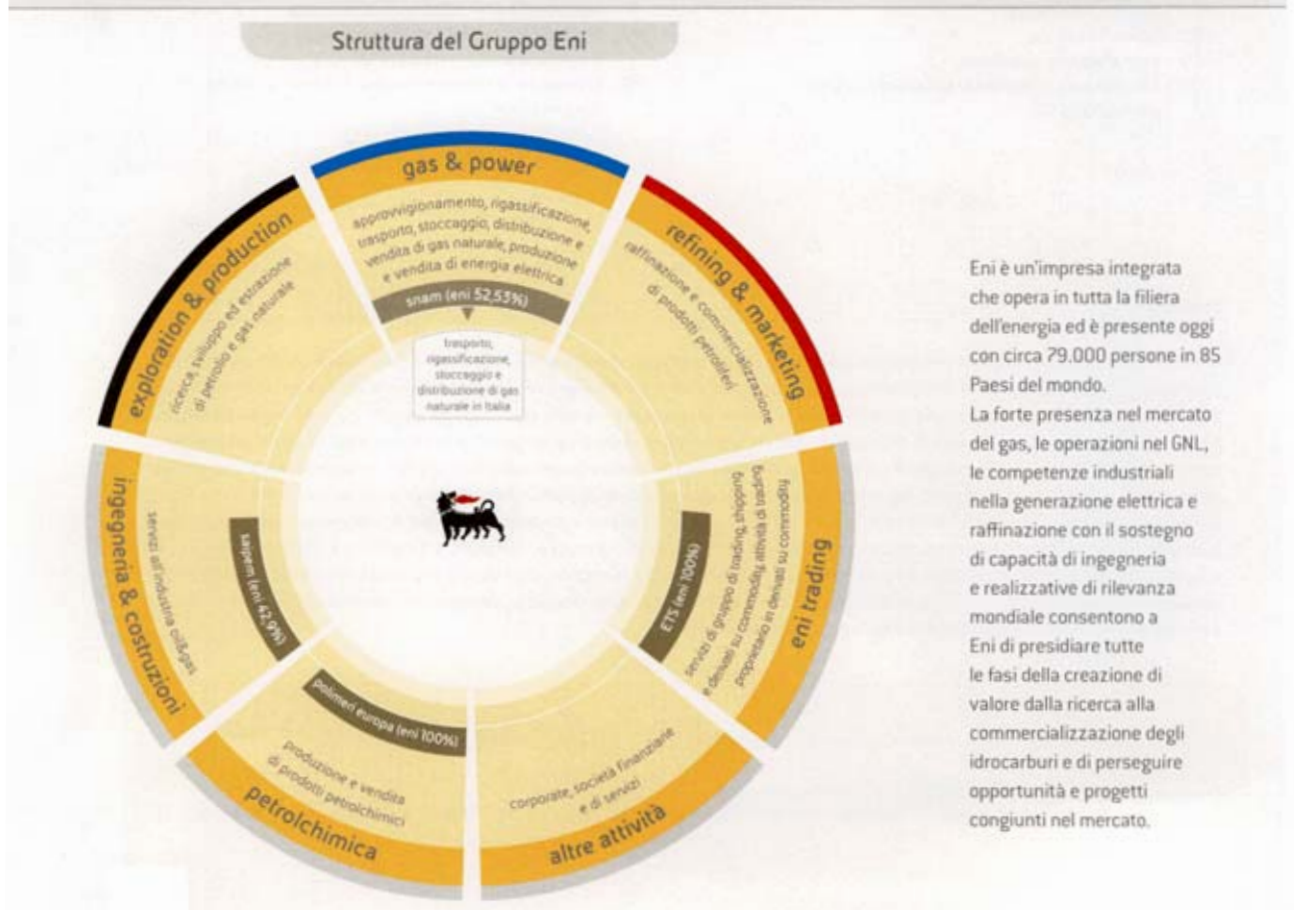
Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA  
Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione

**Disclaimer**

La relazione finanziaria annuale contiene dichiarazioni previsionali (*forward-looking statements*), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I *forward-looking statements* hanno per loro natura una componente di 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.

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

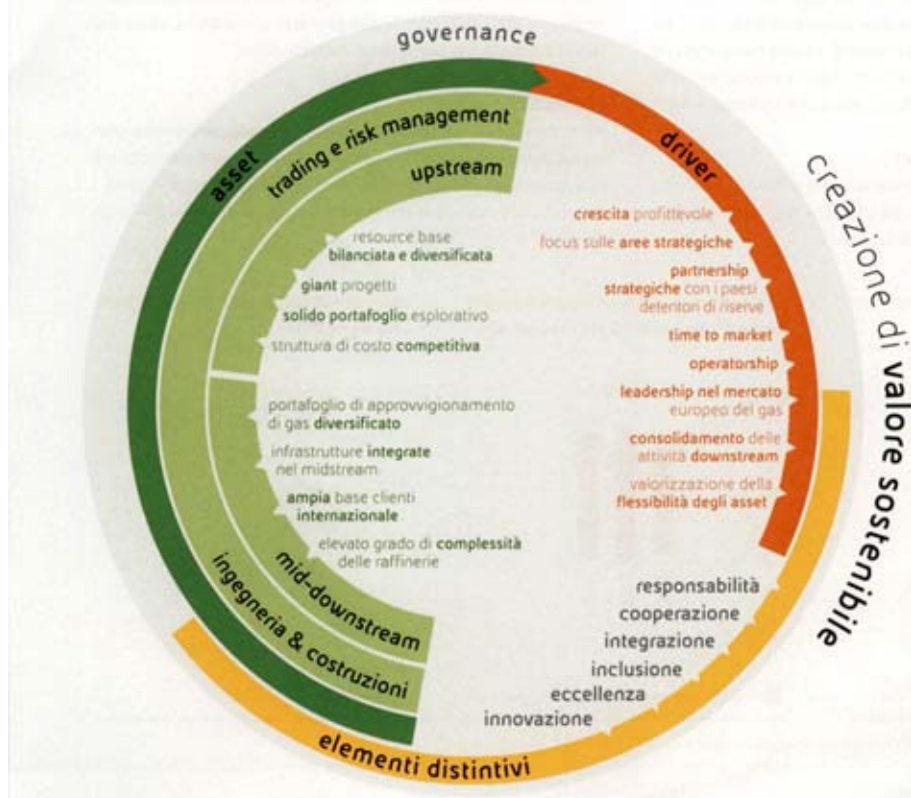
Assemblea ordinaria degli azionisti del 30 aprile e dell'8 maggio 2012.  
L'avviso di convocazione è stato pubblicato su "Il Sole 24 ore" e "Financial Times WWT" del 22 marzo 2012, e su "Milano Finanza" del 30 marzo 2012.







### Il modello di business Eni



L'eccellente posizionamento strategico e i vantaggi competitivi acquisiti da Eni fanno leva su un modello di business caratterizzato da un patrimonio di asset distintivi e da linee guida dell'azione industriale (driver) frutto delle scelte strategiche del management coerenti con la natura di lungo termine del business. Innovazione, eccellenza, inclusione, integrazione, cooperazione e responsabilità guidano l'operare di Eni nell'interazione continua con tutti gli stakeholder in un quadro di regole di governance chiare e rigorose.

## Profilo dell'anno

### I risultati

Nel 2011 Eni ha conseguito l'utile netto di 6,86 miliardi di euro. L'utile netto adjusted è stato di 6,97 miliardi di euro, l'1,5% in più rispetto al 2010. L'eccellente performance del settore Exploration & Production sostenuta dalla ripresa del prezzo del petrolio ha assorbito sia gli effetti dell'interruzione della produzione in Libia, sia la contrazione dei risultati dei business gas, raffinazione e petrolchimica a causa della recessione economica.

Il cash flow (flusso di cassa netto da attività operativa) di 14,38 miliardi di euro, unitamente agli incassi dei disinvestimenti (1,9 miliardi di euro), ha consentito di coprire la gran parte dei fabbisogni finanziari connessi agli investimenti di 13,8 miliardi di euro e alla remunerazione degli azionisti. A fine esercizio il leverage è pari a 0,46 [0,47 al 31 dicembre 2010].

### Il dividendo

I buoni risultati conseguiti e i solidi fondamentali dell'azienda consentono la distribuzione di 1,04 euro per azione (1,00 euro per azione nel 2010), di cui 0,52 euro già distribuiti nel settembre 2011 a titolo di acconto. Il management conferma l'impegno di Eni nell'assicurare agli azionisti una remunerazione al top del settore.

### La produzione di idrocarburi

La produzione è stata di 1,58 milioni di boe/giorno penalizzata dal blocco temporaneo delle attività in Libia. Escludendo l'impatto della forza maggiore causata dagli eventi libici e l'effetto dei maggiori prezzi del petrolio sugli entitlement dei PSA, la produzione conferma il livello 2010. Nel prossimo quadriennio Eni prevede un tasso di crescita medio annuo di oltre il 3% con l'obiettivo di 2,03 milioni di boe/giorno, facendo leva sullo sviluppo nelle aree core e sul modello di cooperazione tradizionale di Eni.

### Le riserve certe di idrocarburi

Le riserve certe a fine anno si attestano a 7,09 miliardi di barili con un tasso di rimpiazzo all sources del 142% che raggiunge il 159% a prezzi costanti. La vita residua è di 12,3 anni.

### Le vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale sono state di 96,76 miliardi di metri cubi, in linea con i volumi 2010. La crescita registrata nei principali mercati europei, grazie alle azioni commerciali intraprese, ha consentito di attenuare l'impatto della crisi dei consumi, l'azione della concorrenza e la flessione dei ritiri degli importatori in Italia di gas libico.

Nel prossimo quadriennio Eni punta al consolidamento della leadership nel mercato europeo. La presenza commerciale e l'eccellenza del servizio in Italia, la piena integrazione degli asset acquisiti, le rinegoziazioni dei contratti di fornitura di lungo termine saranno le chiavi per raggiungere questi obiettivi.

### Successi esplorativi

I successi esplorativi sono stati il tratto distintivo del 2011.

La scoperta a gas di Mamba, un giacimento dalle enormi proporzioni nell'offshore del Mozambico con oltre 1.100 miliardi di metri cubi di volumi in place, apre straordinarie opportunità di sviluppo in Asia dove la domanda di gas cresce a ritmi sostenuti.

Nel Mare di Barents, le scoperte di Skrugard e Havis hanno identificato un hub con circa 500 milioni di barili di riserve recuperabili (Eni 30%).

In Indonesia la scoperta offshore di Jangkrik nel blocco operato di Muara Bakau (Eni 55%) ha consentito di raddoppiare le risorse dell'area.

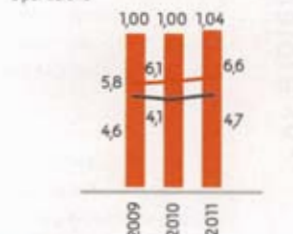
Altre scoperte sono avvenute in Angola, USA, Ghana e appraisal in Venezuela. Nel complesso l'esplorazione di successo ha incrementato di 1,1 miliardi di boe la resource base di Eni.

### Accordo con Gazprom

Nel marzo 2012 Eni e Gazprom, nell'ambito della partnership strategica, hanno raggiunto un accordo sulla revisione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine del gas russo in Italia. I benefici economici della rinegoziazione sono retroattivi dall'inizio del 2011.

#### Andamento dividendo

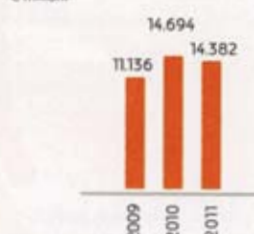
€ per azione



■ Dividendo  
— Dividend yield Eni (%)  
— Dividend yield - media oil&gas\* (%)

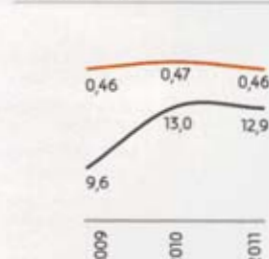
#### Flusso di cassa netto da attività operativa

€ milioni



■ Flusso di cassa netto da attività operativa

#### Leverage e ROAE



— ROAE (%)  
— Leverage

\* Media calcolata sulle compagnie petrolifere: BP, Chevron, ConocoPhillips, Exxon Mobil, Royal Dutch Shell e Total.



### Ripristino della produzione in Libia

Le attività produttive Eni in Libia e le esportazioni di gas tramite il GreenStream sono state riavviate in tempi record grazie alla solidità delle relazioni con il Consiglio Nazionale Transitorio Libico e in stretta collaborazione con la compagnia di stato NOC. In questi giorni gli asset Eni erogano circa 240 mila boe/giorno; il management prevede il recupero e la piena regimazione del plateau produttivo ante-crisi di 280 mila boe/giorno entro il secondo semestre del 2012.

### La sicurezza delle persone

L'indice di frequenza degli infortuni del 2011 mostra, rispetto all'anno precedente, un miglioramento sia per i dipendenti, sia per i contrattisti, proseguendo per il sesto anno consecutivo il trend positivo. In particolare il miglioramento rispetto ai risultati annuali del 2010 per i dipendenti è stato del 22%, per i contrattisti del 15,9%.

### Il coinvolgimento delle persone

Nel 2011 è stata realizzata la seconda edizione dell'analisi di clima aziendale "eni secondo te", un sondaggio volto a raccogliere le opinioni e le aspettative di oltre 32.000 dipendenti in 47 Paesi sull'azienda.

Continua il trend di aumento della presenza femminile in azienda (+3,4% rispetto al 2010) nonostante la diminuzione complessiva della forza lavoro (-1,6% rispetto al 2010).

### La partecipazione alla governance globale dei temi di sostenibilità

Allo scopo di supportare l'iniziativa del Segretario Generale delle Nazioni Unite "Sustainable Energy for All", Eni ha promosso nell'ambito del Global Compact LEAD la Task Force on Business Action. Entro il 2030 l'iniziativa intende: assicurare l'accesso universale ai servizi energetici moderni, raddoppiare il tasso di crescita dell'efficienza energetica e la percentuale di energia rinnovabile nel mix energetico globale. La Task Force è parte integrante dell'iniziativa e ha il compito di assicurare il contributo e l'impegno del settore

privato. Eni ha inoltre sottoscritto un accordo internazionale di cooperazione tra pubblico e privato con l'International Scientific and Professional Advisory Council of the United Nations Crime Prevention per la ricerca in materia di anti-corruzione.

### Innovazione tecnologica

Nel 2011 è stato siglato un nuovo accordo con la Stanford University, per lo sviluppo di un programma di ricerca incentrato principalmente sulle tecnologie core dell'oil&gas industry e sulla tutela ambientale, per complessivi 10 milioni di dollari nei prossimi quattro anni.

### Sviluppi di business

È stata deliberata la final investment decision del progetto di sviluppo della scoperta giant Perla nell'offshore del Blocco Cardon IV nel Golfo del Venezuela. Nel corso dell'anno sono stati effettuati 11 nuovi avvii produttivi che contribuiranno con circa 80 mila boe/giorno di plateau alle produzioni di medio termine.

Sono state ottenute numerose decisioni finali di investimento relative, oltre al già citato giacimento Perla, ai progetti a gas del giant Samburgskoye e Urengoskoye in Siberia e ad altri giacimenti che contribuiranno con 140 mila boe/giorno di nuova produzione nel 2015.

Nel 2011 sono stati definiti nuovi accordi di cooperazione con Ucraina, Cina, Algeria, Sudafrica, Libia, Angola e Venezuela.

Il settore Gas & Power ha consolidato la posizione di leadership nel mercato europeo con l'integrazione di Altergaz in Francia e la recente acquisizione di Nuon Belgium in Belgio.

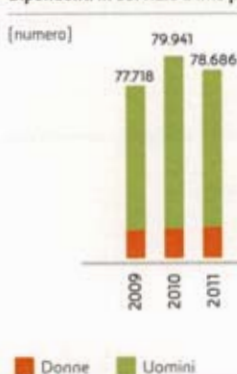
La Polimeri Europa con il progetto "chimica verde" di Porto Torres ha avviato una strategia di rilancio che punta a conseguire l'equilibrio economico nel medio termine grazie alla progressiva riduzione del peso dei business commodity a beneficio della crescita in segmenti di nicchia e produzioni innovative.

Il portafoglio è stato razionalizzato con la cessione delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas dal Nord Europa e Russia, oltre al disinvestimento di asset marginali.

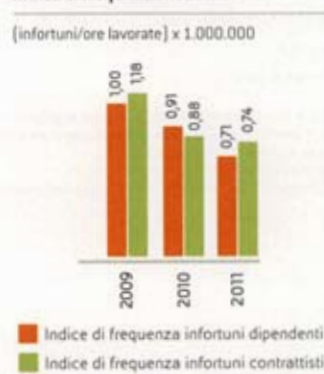
Profit e F&D cost per boe



Dipendenti in servizio a fine periodo



Indice di frequenza infortuni



## Principali dati economici e finanziari

|   |                    | 2009    | 2010    | 2011    |
|---|--------------------|---------|---------|---------|
| Ricavi della gestione caratteristica                              | (milioni di euro)  | 83.227  | 98.523  | 109.589 |
| Utile operativo   |                    | 12.055  | 16.111  | 17.435  |
| Utile operativo adjusted <sup>(a)</sup>                           |                    | 13.122  | 17.304  | 17.974  |
| Utile netto <sup>(a)</sup>  |                    | 4.367   | 6.318   | 6.860   |
| Utile netto adjusted <sup>(a) (b)</sup>                           |                    | 5.207   | 6.869   | 6.969   |
| Flusso di cassa netto da attività operativa                       |                    | 11.136  | 14.694  | 14.382  |
| Investimenti tecnici  |                    | 13.695  | 13.870  | 13.438  |
| Dividendi per esercizio di competenza <sup>(c)</sup>              |                    | 3.622   | 3.622   | 3.767   |
| Dividendi pagati nell'esercizio                                   |                    | 4.166   | 3.622   | 3.695   |
| Totale attività a fine periodo                                    |                    | 117.529 | 131.860 | 142.945 |
| Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi a fine periodo |                    | 50.051  | 55.728  | 60.393  |
| Indebitamento finanziario netto a fine periodo                    |                    | 23.055  | 26.119  | 28.032  |
| Capitale investito netto a fine periodo                           |                    | 73.106  | 81.847  | 88.425  |
| Prezzo delle azioni a fine periodo                                | (euro)             | 17,80   | 16,34   | 16,01   |
| Numero azioni in circolazione a fine periodo                      | (milioni)          | 3.622,4 | 3.622,7 | 3.622,7 |
| Capitalizzazione di borsa <sup>(d)</sup>                          | (miliardi di euro) | 64,5    | 59,2    | 58,0    |

(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.

(c) L'importo 2011 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.

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

## Principali indicatori reddituali e finanziari\*

|  |                   | 2009 | 2010 | 2011 |
|--|-------------------|------|------|------|
| Utile netto                                |                   |      |      |      |
| - per azione <sup>(a)</sup>                | (euro)            | 1,21 | 1,74 | 1,89 |
| - per ADR <sup>(a) (b)</sup>               | (US\$)            | 3,36 | 4,62 | 5,27 |
| Utile netto adjusted                       |                   |      |      |      |
| - per azione <sup>(a)</sup>                | (euro)            | 1,44 | 1,90 | 1,92 |
| - per ADR <sup>(a) (b)</sup>               | (US\$)            | 4,01 | 5,04 | 5,36 |
| Leverage                                   |                   | 0,46 | 0,47 | 0,46 |
| Return On Average Capital Employed (ROACE) | (%)               |      |      |      |
| - reported                                 |                   | 8,0  | 10,0 | 9,7  |
| - adjusted                                 |                   | 9,2  | 10,7 | 9,9  |
| Return On Average Equity (ROAE)            |                   | 9,6  | 13,0 | 12,9 |
| Coverage                                   |                   | 17,9 | 22,2 | 15,4 |
| Current ratio                              |                   | 1,0  | 1,0  | 1,1  |
| Debt coverage                              |                   | 48,3 | 56,3 | 51,3 |
| Dividendo di competenza                    | (euro per azione) | 1,00 | 1,00 | 1,04 |
| Pay-out                                    | (%)               | 83   | 57   | 55   |
| Dividend yield <sup>(c)</sup>              | (%)               | 5,8  | 6,1  | 6,6  |

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

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

(b) Un ADR rappresenta due azioni.

(c) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

| Principali dati operativi e di sostenibilità       |   | 2009   | 2010   | 2011   |
|--|---|--------|--------|--------|
| Dipendenti in servizio a fine periodo              | (numero)                                      | 77.718 | 79.941 | 78.686 |
| di cui: - donne                                    |   | 12.564 | 12.754 | 13.185 |
| - all'estero                                       |   | 42.633 | 45.967 | 45.516 |
| Donne in posizioni manageriali                     | (%)   | 17,0   | 17,7   | 18,2   |
| Ore di formazione                                  | (migliaia di ore)                             | 3.097  | 3.114  | 3.327  |
| Indice di frequenza infortuni dipendenti           | (infortuni/ore lavorate) x 1.000.000          | 1,00   | 0,91   | 0,71   |
| Indice di frequenza infortuni contrattisti         |   | 1,18   | 0,88   | 0,74   |
| Oil spill da incidenti                             | (barili)                                      | 6.259  | 4.269  | 7.295  |
| Oil spill da atti di sabotaggio e terrorismo       |   | 15.288 | 18.695 | 6.127  |
| Emissioni dirette di gas serra (GHG)               | (milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq) | 57,69  | 60,64  | 51,10  |
| Costi di ricerca e sviluppo <sup>(a)</sup>         | (milioni di euro)                             | 207    | 221    | 191    |
| Spese per il territorio <sup>(b)</sup>             |   | 99     | 108    | 102    |
| <b>Exploration &amp; Production</b>                |   |        |        |        |
| Riserve certe di idrocarburi                       | (milioni di boe)                              | 6.571  | 6.843  | 7.086  |
| Vita utile residua delle riserve certe             | (anni)  | 10,2   | 10,3   | 12,3   |
| Produzione di idrocarburi                          | (migliaia di boe/giorno)                      | 1.769  | 1.815  | 1.581  |
| Profit per boe <sup>(c)</sup>                      | (\$/boe)                                      | 8,14   | 11,91  | 16,98  |
| Opex per boe <sup>(d)</sup>                        |   | 5,77   | 6,14   | 7,28   |
| Cash flow per boe                                  |   | 23,70  | 25,52  | 31,65  |
| Finding & Development cost per boe <sup>(e)</sup>  |   | 28,90  | 19,32  | 18,82  |
| <b>Gas &amp; Power</b>                             |   |        |        |        |
| Vendite gas mondo <sup>(b)</sup>                   | (miliardi di metri cubi)                      | 103,72 | 97,06  | 96,76  |
| Clienti in Italia                                  | (milioni)                                     | 6,88   | 6,88   | 7,10   |
| Vendite di energia elettrica                       | (terawattora)                                 | 33,96  | 39,54  | 40,28  |
| Punteggio soddisfazione clienti (PSC)              | (%)   | 83,7   | 87,4   | 91,0   |
| <b>Refining &amp; Marketing</b>                    |   |        |        |        |
| Lavorazioni in conto proprio                       | (milioni di tonnellate)                       | 34,55  | 34,80  | 31,96  |
| Quota di mercato rete                              | (%)   | 31,5   | 30,4   | 30,5   |
| Vendite di prodotti petroliferi rete Europa        | (milioni di tonnellate)                       | 12,02  | 11,73  | 11,37  |
| Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo    | (numero)                                      | 5.986  | 6.167  | 6.287  |
| Erogato medio per stazione di servizio rete Europa | (migliaia di litri)                           | 2.477  | 2.353  | 2.206  |
| <b>Petrochimica</b>                                |   |        |        |        |
| Produzioni   | (migliaia di tonnellate)                      | 6.521  | 7.220  | 6.245  |
| Vendite di prodotti petrolchimici                  |   | 4.265  | 4.731  | 4.040  |
| Tasso di utilizzo impianti                         | (%)   | 65,4   | 72,9   | 65,3   |
| <b>Ingegneria &amp; Costruzioni</b>                |   |        |        |        |
| Ordini acquisiti                                   | (milioni di euro)                             | 9.917  | 12.935 | 12.505 |
| Portafoglio ordini a fine periodo                  |   | 18.730 | 20.505 | 20.417 |

[a] Al netto dei costi generali e amministrativi.

[b] Comprensivi di investimenti per il territorio a favore delle comunità, liberalità, contributi associativi, sponsorizzazioni, contributi a Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation.

[c] Relativo alle società consolidate.

[d] Media triennale.

[e] Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 2,86 miliardi di metri cubi (6,17 e 5,65 miliardi di metri cubi nel 2009 e 2010).



## Lettera agli azionisti



### Consiglio di Amministrazione Eni

Da sinistra verso destra: Francesco Taranto, Alessandro Lorenzi, Alessandro Profumo, Paolo Marchioni, Paolo Scaroni (Amministratore Delegato e Direttore Generale), Giuseppe Recchi (Presidente), Roberto Petri, Mario Resca, Carlo Cesare Gatto.

Il 2011 è stato un anno di grandi progressi per le prospettive di crescita a medio e lungo termine di Eni.

I successi nell'esplorazione di idrocarburi sono il primo tratto distintivo dell'anno. La scoperta offshore di Mamba in Mozambico, che stimiamo possa contenere oltre 1.100 miliardi di metri cubi di gas in place, apre straordinarie opportunità di sviluppo in Asia dove la domanda di gas cresce a ritmi sostenuti. Altre scoperte di rilievo sono state realizzate nel Blocco offshore 15/06 in Angola, nel mare di Barents, in Indonesia, Ghana, Stati Uniti oltre a un numero di scoperte near fields. Complessivamente l'esplorazione dell'anno ha incrementato di 1,1 miliardi di barili le nostre risorse. Nell'ambito dell'esplorazione di idrocarburi non convenzionali abbiamo firmato accordi di ampia portata in Cina, Algeria e Ucraina che garantiscono altrettante opzioni di crescita a lungo termine. L'attività di sviluppo è stata intensa con 11 nuovi avvisi produttivi che contribuiranno con circa 80 mila boe/giorno di plateau alle produzioni di medio termine e con l'avanzamento tecnico e commerciale di importanti progetti, tra i quali in particolare i giacimenti a gas di Perla, nell'offshore del Venezuela, e di Samburskoye e Urengoskoye in Siberia per i quali sono stati firmati i contratti di fornitura del gas e deliberata la Final Investment Decision. I progetti venezuelani e russi, unitamente agli altri avviati nell'anno, contribuiranno con circa 140 mila boe/giorno al nostro plateau produttivo del 2015.

Il secondo elemento distintivo del 2011 è stato il ripristino in tempi record delle nostre attività in Libia. A partire dalla liberazione di Tripoli in settembre, abbiamo riavviato tutti i nostri campi e riaperto il GreenStream, crescendo più rapidamente di quanto ci aspettassimo. Attualmente il nostro livello produttivo nel Paese ha recuperato quasi interamente il plateau ante crisi; per il 2012 prevediamo una produzione di circa 240 mila boe/giorno rispetto ai 110 mila boe del 2011 e ai 273 mila boe del 2010. Si tratta di un risultato straordinario frutto dell'impegno e della tenacia delle donne e degli uomini di Eni, come pure del nostro modello operativo sostenibile che ha fatto leva sulle ottime relazioni con le comunità locali e sulla part-

nership consolidata con le istituzioni del popolo libico.

In definitiva, pur considerando l'impatto economico del blocco temporaneo delle produzioni libiche, il 2011 è stato un anno brillante per la Divisione Exploration & Production. Abbiamo posto le basi per la crescita futura mantenendo da un lato un focus costante nell'eccellenza operativa e nella prevenzione dei rischi, driver dell'estrazione di valore dai barili prodotti, dall'altro l'impegno nella cooperazione con i Paesi in cui operiamo e le comunità locali, driver della sostenibilità dei risultati nel tempo.

I nostri business downstream del gas, della raffinazione e della petrolchimica hanno sofferto le conseguenze della recessione economica che si è acuita nell'ultima parte dell'anno in Europa e in Italia. Stiamo perseguendo con determinazione iniziative volte a rafforzare il posizionamento competitivo e a recuperare la redditività.

Nella Divisione Gas & Power siamo impegnati nella rinegoziazione dei principali contratti di approvvigionamento con i nostri fornitori: abbiamo chiuso il negoziato con Sonatrach e nel 2012 quello con Gazprom il cui beneficio economico è retroattivo dal 2011. Abbiamo consolidato la leadership europea grazie alle azioni commerciali e ad acquisizioni mirate come quella di Nuon e di Altagaz che rafforzano la nostra posizione nel più redditizio segmento retail. In Italia abbiamo incrementato la quota di mercato nel settore residenziale superando per la prima volta i 7 milioni di clienti grazie al migliorato servizio, alla forza del brand eni e alla penetrazione commerciale dell'offerta di gas e luce.

Nella Divisione Refining & Marketing abbiamo intensificato le iniziative di efficienza e integrazione dei cicli che ci hanno consentito di ottenere saving di 150 milioni di euro. Nel marketing abbiamo consolidato la leadership nel mercato italiano grazie a efficaci campagne di marketing, il rebranding della rete a marchio eni, il lancio di servizi innovativi nel non oil e la costante attenzione al cliente.

Nella Petrochimica, con il progetto "chimica verde" di Porto Torres abbiamo avviato una strategia di rilancio che punta a conseguire l'equilibrio economico nel medio termine grazie alla progressiva riduzione del peso dei business commodity a beneficio della crescita in segmenti di nicchia e produzioni innovative.

Abbiamo continuato a operare in coerenza ai nostri principi guida della sostenibilità d'impresa: eccellenza operativa, cooperazione, valorizzazione delle persone e responsabilità. Abbiamo sviluppato il know-how strategico, progredito nello studio e implementazione di tecnologie volte a minimizzare gli impatti industriali sull'ambiente e le comunità, mantenuto costante attenzione alla salute e alla sicurezza delle persone che lavorano in Eni e per Eni, di cui è espressione il costante miglioramento degli indici infortunistici.

### I risultati dell'anno

L'utile netto reported del 2011 è stato di 6,86 miliardi di euro. L'utile netto adjusted di 6,97 miliardi di euro è cresciuto dell'1,5% trainato dalla solida performance operativa della Divisione Exploration & Production (+15,8%) e, in misura minore, del settore Ingegneria & Costruzioni (+8,8%). Tali driver positivi sono stati attenuati dall'impatto della Rivoluzione libica con ricadute sia sulla produzione di idrocarburi sia sulla redditività delle vendite di gas, e dal negativo andamento dei business downstream a causa del quadro economico recessivo e della concorrenza.

La remunerazione del capitale investito è stata del 9,9% su base adjusted. Il flusso di cassa netto da attività operativa ammonta a 14,38 miliardi di euro. Le dismissioni di asset non strategici hanno generato 1,9 miliardi di euro di cassa, in particolare il disinvestimento delle partecipazioni nelle società del trasporto internazionale del gas da Nord Europa e Russia. I principali flussi in uscita sono stati gli investimenti tecnici per la crescita e l'esplorazione di 13,44 miliardi di euro, 0,36 miliardi di euro di finanziamenti a progetti in joint venture, il dividendo agli azionisti Eni di 3,70 miliardi di euro e a quelli delle società controllate (0,55 miliardi di euro). Il rapporto tra indebitamento finanziario netto e total equity a fine esercizio – leverage – scende a 0,46 da 0,47 a fine 2010.

Sulla base dei risultati conseguiti ed in coerenza con la nostra dividend policy, proponiamo all'Assemblea degli azionisti la distribuzione di un dividendo per azione di 1,04 euro, in crescita del 4% rispetto al 2010.

La Divisione **Exploration & Production** ha realizzato 16,1 miliardi di euro di utile operativo adjusted sostenuto dall'andamento del prezzo del petrolio. Lo sforzo straordinario per ripristinare la produzione in Libia nell'ultima parte dell'anno ha consentito di attenuare l'impatto sui volumi della forza maggiore. La produzione è stata di 1,58 milioni di boe/giorno. Escludendo l'interruzione delle produzioni libiche e l'effetto dei maggiori prezzi del petrolio sugli entitlement dei

PSA, la produzione conferma il livello 2010. Le riserve certe a fine anno ammontano a 7,09 miliardi di barili con un tasso di rimpiazzo all-sources del 142% che si ridetermina nel 159% a prezzi costanti. La vita residua è di 12,3 anni. Entrambi gli indicatori risentono del ridotto apporto delle produzioni libiche.

La Divisione **Gas & Power** ha subito una contrazione dell'utile operativo del 37,6% a causa delle perdite registrate dall'attività Mercato che ha beneficiato solo in parte delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, alcune delle quali essendosi concluse dopo la chiusura dell'esercizio al 31 dicembre hanno comportato necessariamente il rinvio della rilevazione contabile dei benefici. La negativa performance del Mercato ha risentito del calo della domanda, della forte pressione competitiva e degli effetti dell'indisponibilità del gas libico. Nonostante la crisi dei consumi e la concorrenza, le vendite hanno evidenziato una buona tenuta a 96,76 miliardi di metri cubi grazie alle azioni commerciali intraprese. Siamo cresciuti in numerosi mercati europei e nelle vendite internazionali di GNL a fronte della flessione dei ritiri degli importatori in Italia di gas libico e della contrazione registrata in Belgio.

La Divisione **Refining & Marketing** ha accusato un sensibile aumento delle perdite operative a -535 milioni di euro a causa del livello depressivo dei margini di raffinazione e della contrazione della domanda di carburanti. Abbiamo intensificato le azioni di efficienza e di ottimizzazione per attenuare lo scenario negativo. Le lavorazioni sono state ridotte dell'8% a 32 milioni di tonnellate. Nonostante il calo delle vendite Rete Italia (-3%), abbiamo difeso la quota di mercato che si attesta a 30,5% (+0,1 punti percentuali rispetto al 2010) grazie ad azioni commerciali efficaci e alla forza del brand eni.

La **Petrochimica** ha registrato una perdita operativa di 276 milioni di euro a causa della flessione del margine del cracker e dei ridotti volumi di vendita in particolare delle produzioni commodity. I business di nicchia degli elastomeri e degli stirenici hanno continuato a migliorare la redditività grazie all'elevato contenuto tecnologico.

La **Salpem** chiude un anno brillante con profitti operativi di 1,44 miliardi di euro e un flusso di commesse acquisite che consente di mantenere il portafoglio ordini al livello record di oltre 20 miliardi di euro a garanzia della crescita e dei ritorni futuri.

### Gli investimenti e la strategia per la crescita e i ritorni

L'outlook 2012 presenta elementi di incertezza a causa delle difficoltà della ripresa economica, in particolare nell'area euro, in un quadro di forte volatilità dei mercati. Il prezzo del petrolio è atteso su di un trend solido sostenuto dalla crescita dei consumi delle economie di Cina e Paesi emergenti. Per le finalità di programmazione degli in-



vestimenti assumiamo un prezzo del Brent di 90 dollari/barile per il 2012 e di 85 dollari/barile nel lungo termine. Le prospettive di ripresa della domanda gas sono deboli e la pressione competitiva nel mercato del gas rimarrà intensa a causa dell'eccesso di offerta. Nella Divisione Refining & Marketing prevediamo il permanere dei margini di raffinazione su livelli depressi e consumi di carburanti in contrazione. In tale scenario la nostra strategia rimane immutata. Le priorità sono la crescita profittevole nell'upstream e il consolidamento/ottimizzazione del business downstream. Abbiamo pianificato per il prossimo quadriennio una manovra d'investimento di 59,6 miliardi di euro. Tale ammontare rappresenta un incremento del 12% rispetto al piano precedente, come conseguenza dell'avvio di importanti progetti upstream in Mozambico, Nigeria e Norvegia che contribuiranno alla crescita di lungo termine di Eni. Il grosso della manovra (circa il 75%) è finalizzato a raggiungere il nostro ambizioso programma di crescita organica della produzione d'idrocarburi con un target al 2015 di 2,03 milioni di barili/giorno (con un tasso di incremento medio annuo superiore al 3% rispetto al 2011 pro-forma con Libia normalizzata). Nella Divisione Gas & Power intendiamo recuperare un livello adeguato di redditività facendo leva sul beneficio delle rinegoziazioni e sulle attività di risk management. Puntiamo a riconquistare quota di mercato in Italia e a consolidare la posizione di leadership in Europa. La Divisione Refining & Marketing attuerà una strategia di miglio-

ramento dell'efficienza, ottimizzazione dei processi e selettività degli investimenti per rendere il business raffinazione meno vulnerabile alle fasi negative del ciclo. Nel marketing puntiamo a consolidare la leadership nel mercato italiano e a crescere nei mercati europei di interesse. Ci aspettiamo importanti miglioramenti nell'utile operativo da conseguire nell'arco del piano attraverso le azioni programmate. La strategia di rilancio della Polimeri Europa punta a conseguire la sostenibilità economica di lungo termine del business.

Le prospettive del settore Ingegneria & Costruzioni sono favorevoli potendo contare su un patrimonio di mezzi, tecnologie e know-how di rilevanza mondiale e sulla solidità del portafoglio commesse.

In definitiva, pur nel difficile contesto globale, nel 2011 Eni ha posto le basi per una nuova fase di sviluppo grazie soprattutto agli straordinari successi nell'esplorazione. Il ripristino della produzione in Libia in tempi record ha limitato l'impatto della Rivoluzione sui risultati 2011. Nei business downstream, maggiormente esposti all'indebolimento del quadro congiunturale, abbiamo intrapreso le iniziative più adeguate per un rapido recupero di redditività.

Nel corso del prossimo quadriennio, con il progressivo riequilibrio dei mercati finanziari e il rafforzamento del ciclo economico, prevediamo che Eni, grazie al suo eccellente posizionamento strategico, continuerà a generare risultati al top dell'industria e a creare valore sostenibile per gli azionisti.

15 marzo 2012

per il Consiglio di Amministrazione

**Giuseppe Recchi**  
Il Presidente

**Paolo Scaroni**  
L'Amministratore Delegato e Direttore Generale

## La strategia Eni

L'industria oil&gas si confronta con uno scenario complesso caratterizzato dal rallentamento della ripresa economica mondiale, in particolare nell'area euro, e dalla volatilità dei mercati delle commodity energetiche. Nel medio/lungo termine le principali sfide saranno rappresentate dalla concorrenza da parte di nuovi player nell'accesso alle riserve, dalle normative sempre più stringenti in tema di tutela dell'equilibrio climatico e dell'ambiente, dal peso crescente delle fonti rinnovabili e delle risorse "unconventional" nel soddisfacimento del fabbisogno energetico.

In tale contesto, Eni conferma la strategia di crescita e l'adozione di un modello di business sostenibile fondato su innovazione, eccellenza, inclusione, integrazione, responsabilità e cooperazione in un quadro di regole di governance chiare e rigorose.

La gestione sostenibile del business contribuisce oltre che al conseguimento delle performance industriali, alla mitigazione e alla gestione dei rischi di natura politica, finanziaria e operativa, rafforzando negli anni la posizione di partner credibile ed affidabile, in grado di cogliere le nuove opportunità e gestire le complessità emergenti dal contesto competitivo.

Con queste leve, Eni persegue l'obiettivo di creazione di valore per gli investitori e gli stakeholder.

Il piano strategico 2012-2015 si sviluppa lungo le linee guida della crescita profittevole nell'upstream, consolidamento della leadership nel mercato del gas in Europa, miglioramento dell'efficienza nel downstream oil, rifocalizzazione della chimica e leadership globale nei segmenti tecnologicamente più avanzati e innovativi nell'ambito dell'ingegneria e costruzioni.

Eni intende preservare una solida struttura finanziaria coniugando, nell'arco del quadriennio 2012-2015, gli obiettivi di crescita e di remunerazione degli azionisti con le risorse finanziarie generate. Eni intende conseguire un rapporto tra mezzi propri e indebitamento finanziario netto (leverage) inferiore a 0,4 nel 2015 considerando una spesa per investimenti di 59,6 miliardi di euro, di cui il 75% concentrata nell'upstream. La capacità di generare solidi cash flow, la selettività degli investimenti e l'efficienza nell'impiego del capitale sono le leve a sostegno della solidità finanziaria.

Nel settore **Exploration & Production** Eni conferma la strategia di crescita organica, con ritorni economici attrattivi e il rimpiazzo delle riserve. La creazione del valore farà leva sul consolidamento della leadership in aree core, accrescendo il ruolo di operatore, mantenendo una solida base di progetti con plateau di produzioni di lunga durata nonché sullo sviluppo di temi emergenti (gas/GNL e non convenzionale) e progetti integrati a gas. La crescita sarà sostenuta dall'impegno costante nello sviluppo e nel rafforzamento delle relazioni con i Paesi detentori di riserve attuando il modello di cooperazione Eni. L'innovazione tecnologica consentirà di acquisire competenze all'avanguardia per sostenere l'aumento della produzione ed incrementare il fattore di recupero, sviluppare tecnologie di perforazione applicabili in ambienti estremi, in campi marginali e in deep/ultra deep water.

L'obiettivo al 2015 è incrementare la produzione di idrocarburi ad un tasso medio annuo di oltre il 3%. La crescita sarà sostenuta dallo sviluppo di aree core (Africa Sub-Sahariana e in particolare Mozambico, Venezuela, Mare di Barents, Penisola di Yamal in Russia, Kazakhstan, Iraq e Indonesia) con la possibilità di sfruttare i vantaggi legati all'approfondita conoscenza geologica delle zone e alle sinergie tecnico-produttive. La sostenibilità di lungo termine del business e l'accesso a nuove risorse saranno garantite dall'esplorazione per la quale il management prevede un aumento importante dell'attività (un incremento di circa 2 miliardi di euro rispetto al precedente Piano) bilanciando iniziative in bacini noti e aree di frontiera ad alto potenziale. La massimizzazione dei ritorni e il controllo dei rischi saranno perseguiti attraverso la minimizzazione del time-to-market delle risorse in portafoglio e il focus sull'operatorship come strumento di controllo del rischio, nonché l'accurata selezione dei partner nelle attività non operate. La valorizzazione del gas associato prevede un investimento nel quadriennio di circa 4 miliardi di euro per l'utilizzo del gas associato nei principali progetti di sviluppo operati da Eni previsti nei prossimi quattro anni (Algeria, Angola, Congo, Iraq, Italia, Libia, Nigeria, Norvegia e Turkmenistan) e il conseguimento dell'obiettivo di riduzione dell'80% rispetto al 2007 del gas inviato a flaring.

Nel settore **Gas & Power** Eni punta al consolidamento della leadership nel mercato europeo nonostante la crescente pressione competitiva, l'eccesso di offerta e la debolezza dei prezzi spot del gas. La strategia farà leva su (i) il miglioramento della competitività del portafoglio di approvvigionamento attraverso la rinegoziazione dei principali contratti di fornitura; (ii) la valorizzazione delle capacità logistiche e di accesso agli hub; (iii) lo sviluppo della piattaforma e dell'approccio multi-country; (iv) maggiori vendite di GNL; (v) il rafforzamento dell'offerta integrata gas ed elettricità, il miglioramento della qualità del servizio e la costante attenzione ai consumatori, in particolare del segmento retail.

Il settore punterà allo sviluppo della capacità di trasporto e stoccaggio del gas naturale, migliorando l'affidabilità e la flessibilità del sistema, e alla massimizzazione dell'efficienza operativa degli impianti. In particolare EniPower è impegnata a sviluppare i progetti di miglioramento dell'efficienza energetica per mantenere l'indice di performance delle emissioni di CO<sub>2</sub> da combustione su livelli inferiori al target di 415 gCO<sub>2</sub>/kWh<sub>eq</sub>.

L'obiettivo nel quadriennio è conseguire un graduale recupero della profittabilità. Particolare attenzione sarà posta alla sicurezza con il conseguimento della certificazione OHSAS 18001 dei sistemi di gestione salute e sicurezza di tutte le unità operative.

Nel settore **Refining & Marketing** Eni intende recuperare la redditività nonostante la debolezza dello scenario. Nella raffinazione il recupero sarà sostenuto dall'ottimizzazione e integrazione dei cicli di raffinazione, dalla riduzione dei costi operativi e dalle azioni di



efficienza energetica, facendo leva sulla selettività degli investimenti, concentrati nei progetti di upgrading della conversione, di miglioramento dell'affidabilità degli impianti e delle performance ambientali.

Nel marketing, in un quadro di consumi stagnanti, Eni mira al consolidamento della leadership nel retail in Italia attraverso politiche commerciali in linea con le esigenze dei clienti, la segmentazione dell'offerta, l'automazione dei processi, lo sviluppo delle attività non-oil, la fidelizzazione dei propri clienti e il rafforzamento del proprio brand. All'estero si conferma la strategia di sviluppo selettivo nei mercati chiave europei con uscita dalle aree marginali.

Al 2015 si prevede un miglioramento dei margini, a scenario costante, di oltre 500 milioni di euro, attraverso azioni di efficientamento, il raggiungimento di una resa in distillati medi del 50% (vs 47% nel 2011) e, nel marketing, il consolidamento della quota di mercato Italia superiore al 30%. Proseguiranno i programmi di energy saving e il progetto di implementazione del Sistema di Gestione Energia nelle raffinerie sulla base dello standard internazionale ISO 50001. Nell'ambito della raffinazione, al fine di minimizzare gli impatti ambientali si prevede un investimento di 25,6 milioni di euro per ridurre, a partire dal 2013, le emissioni di SO<sub>x</sub> e NO<sub>x</sub> a parità di produzione.

Nella **Petrochimica**, la strategia di Eni prevede la progressiva riduzione del peso dei business commodity a beneficio delle produzioni innovative e di nicchia a maggiore redditività quali gli elastomeri e l'ampliamento della gamma specialties. Tale obiettivo farà leva sulla riconversione e il rilancio dei siti critici, l'aumento di integrazione e flessibilità del sistema, e su progetti di ottimizzazione. Eni punta a crescere nella chimica verde attraverso il progetto avviato in Italia con l'obiettivo di riconvertire il sito di Porto Torres in un moderno impianto per la produzione di prodotti chimici eco-compatibili. Allo sviluppo contribuirà la valorizzazione dell'attività di licensing come leva per favorire alleanze strategiche a livello internaziona-

le. Nel quadriennio gli investimenti sono pari a 1,7 miliardi di euro, concentrati nel potenziamento del business elastomeri e nella riconversione dei siti critici. L'obiettivo di medio termine è l'equilibrio economico del business.

Nel settore **Ingegneria & Costruzioni** l'obiettivo di consolidamento della posizione di leader globale nei segmenti offshore e onshore farà leva sul modello di business EPIC-oriented e sui solidi rapporti di lungo termine con le Major e le National Oil Company. Saipem intende rafforzare il proprio posizionamento competitivo nella realizzazione di mega-progetti ad elevata complessità tecnologica, in condizioni ambientali difficili, mantenendo un approccio commerciale selettivo. Il potenziamento/rinnovo dei mezzi di perforazione e costruzione offshore, della yard di fabbricazione di strutture offshore in Indonesia nonché il completamento e lo sviluppo degli investimenti in local content in aree chiave (in particolare in Brasile) consentiranno di sostenere i vantaggi competitivi acquisiti.

Il conseguimento degli obiettivi industriali e degli attesi ritorni economici sarà sostenuto dall'eccellenza operativa, dalle sinergie da integrazione e dallo sviluppo delle attività di risk management integrato volto a estrarre valore dagli asset.

L'eccellenza operativa grazie al know-how e alle competenze distintive interne, si fonda su un approccio preventivo nella gestione degli impatti ambientali legati alle attività industriali e dei rischi legati alla salute e alla sicurezza dei lavoratori e delle comunità. Il continuo miglioramento dell'efficienza attraverso l'innovazione dei processi industriali, consentirà di ridurre l'intensità energetica delle produzioni, ottimizzare le attività di sito e raggiungere economie di scala dei servizi centralizzati.

Attraverso l'integrazione Eni intende cogliere le opportunità congiunte nel mercato, realizzando sinergie e massimizzando il rendimento degli asset. Per far fronte alla maggiore volatilità dell'attuale contesto competitivo è stata costituita la nuova business unit Eni Trading, che gestirà in modo integrato il rischio commodity.

## Scenario e contesto di riferimento

L'incertezza che grava sulla ripresa economica mondiale, in particolare nell'area euro, si è riflessa sull'andamento del settore energetico con l'evidente rallentamento della domanda di petrolio, gas e di prodotti petroliferi nel corso del 2011.

In generale, se da un lato gli operatori energetici condividono l'aspettativa che l'attuale fase di rallentamento dell'economia mondiale riduca il tasso di crescita della domanda di energia nel medio periodo, dall'altro non è immediata la quantificazione di tale riduzione. Allo stesso tempo, le incertezze sulla crescita dei consumi potranno indurre gli operatori ad applicare criteri di maggiore selettività negli investimenti in capacità produttiva.

Ulteriore incertezza deriva dalla considerazione che nel più lungo termine potranno gradualmente affermarsi politiche energetiche e di efficienza capaci di avere un impatto sul mix delle fonti energetiche primarie.

Tuttavia, riteniamo che tali politiche – in assenza di breakthrough tecnologici significativi – non possano ridurre in maniera rilevante il ruolo delle fonti fossili nel soddisfacimento del fabbisogno energetico globale.

Nel contesto più ampio dello sviluppo sostenibile a livello globale, avrà un ruolo primario l'accesso all'energia per tutti. Secondo il rapporto "Resilient People, Resilient Planet: A Future Worth Choosing", presentato dall'High-level Panel on Global Sustainability dell'ONU il 30 gennaio 2012 ad Addis Abeba, 1,3 miliardi di persone non dispongono di elettricità e 2,7 miliardi di persone ancora impiegano biomasse e altri combustibili tradizionali per cucinare. Nel lungo periodo, assicurare l'accesso universale all'energia sarà una sfida possibile, ma richiederà ingenti investimenti e un forte coinvolgimento delle istituzioni internazionali.

Un altro fenomeno in atto è il progressivo spostamento dell'asse dei consumi verso i Paesi emergenti e in via di sviluppo. In termini di domanda di energia mondiale i Paesi non-OCSE già rappresentano oltre metà della domanda primaria di energia; ben presto il sorpasso interesserà anche i consumi petroliferi. In particolare, il maggior driver della crescita della domanda di petrolio nei Paesi emergenti sarà rappresentato dall'avvio del processo di motorizzazione di massa.

Incerezze sono presenti anche dal lato dell'offerta di petrolio. I Paesi OPEC continueranno ad avere un ruolo dominante nello sviluppo di nuova capacità produttiva. Si stima che, nel lungo termine, circa il 50% dell'offerta incrementale di petrolio sarà prodotto in Iraq e Arabia Saudita. Tuttavia, nel breve/medio periodo, il quadro è reso incerto dalle tensioni geopolitiche in corso e quindi dalla capacità dei Paesi di mettere in produzione i volumi necessari, sostenendo fin da subito gli investimenti. Il programma nucleare iraniano e l'evoluzione dello scenario geopolitico a seguito della "primavera araba" in Nord Africa e Medio Oriente (da cui già proviene rispettivamente il 36% e il 20% delle produzioni mondiali di petrolio e di gas naturale) potrebbero avere un impatto sugli inve-

stimenti per un ulteriore sviluppo di capacità produttiva.

In tale contesto, anche le prospettive riguardanti lo sviluppo della capacità non-OPEC appaiono ostacolate da un lato dal declino dei giacimenti in produzione (soprattutto nel Mare del Nord e Golfo del Messico), dall'altro dagli elevati costi di investimento connessi alla concentrazione di nuove opportunità in aree "difficili" (per es. artico e deep offshore).

Attualmente, la capacità di produzione di petrolio mondiale declina ad un tasso stimato tra il 3 e il 4%, per effetto della maturità di molti bacini minerari. Complessivamente, l'industria petrolifera deve rimpiazzare ogni anno nuova capacità ad una media di oltre 3 milioni di barili/giorno di petrolio (una quantità superiore alla produzione degli Emirati Arabi Uniti). A questi volumi andranno aggiunti quelli necessari per soddisfare la crescita dei consumi. Per ottenere questo crescente contributo produttivo sarà necessario proseguire nella ricerca di nuovi bacini minerari, anche in aree "difficili" e di frontiera, e nel miglioramento delle tecniche di produzione.

Un contributo all'aumento dell'offerta deriverà dall'utilizzo di tecniche di recupero assistito secondario e terziario (Improved Oil Recovery ed Enhanced Oil Recovery) che potrebbe incrementare la percentuale di petrolio recuperabile da ciascun giacimento. In tale contesto, la chiave tecnologica rappresenterà una delle principali leve per rispondere in maniera efficace alle sfide sopra delineate e, allo stesso tempo, sarà fonte di vantaggio per le compagnie energetiche internazionali che si trovano a operare in contesti sempre più competitivi. Detenere tecnologie di avanguardia potrà rappresentare un elemento distintivo su cui le Major potranno puntare nell'accedere a nuove riserve, anche in collaborazione con i Paesi produttori.

L'unconventional oil e il deep offshore rappresentano un'altra importante porzione della capacità potenziale non OPEC. Recentemente sono emersi temi nuovi come il tight oil – in parte a seguito del grande successo registrato dal gas non convenzionale americano – grazie all'applicazione su larga scala di tecnologie più avanzate e ai prezzi elevati del greggio. Tuttavia, sono ancora numerosi i vincoli che limitano lo sfruttamento del tight oil: disponibilità di mezzi, necessità di ingenti investimenti, necessità di limitare l'impatto ambientale a fronte dell'intensità delle perforazioni che lo sviluppo di queste risorse richiede.

Altrettanto incerte sono le prospettive di sviluppo dei consumi di gas naturale nei Paesi sviluppati, mentre relativamente più certa è la crescita dei consumi di gas in Paesi emergenti e di nuova industrializzazione, anche per le caratteristiche di ampia disponibilità, flessibilità d'impiego, minore impatto ambientale e maggiore economicità di questa fonte rispetto a quelle utilizzate tradizionalmente. Tutte queste caratteristiche fanno del gas naturale la materia prima "ponte" verso un futuro energetico decarbonizzato: il contributo del gas sarà indispensabile per delineare un percorso che combini un più ampio accesso all'energia con minori emissio-



ni di CO<sub>2</sub>, almeno fino a quando le energie rinnovabili non avranno raggiunto una maturità tecnologica tale da poter assumere un ruolo maggiore nello scenario energetico mondiale.

In particolare, l'ampia disponibilità di gas a prezzi contenuti è testimoniata dal caso americano: la "rivoluzione unconventional americana" in pochi anni ha infatti ridisegnato gli equilibri del mercato nordamericano del gas. Gli Stati Uniti sono diventati un mercato autosufficiente grazie all'applicazione di tecnologie di perforazione orizzontale e fratturazione idraulica, rendendo disponibili per altri mercati di consumo volumi di GNL che avevano inizialmente riguardato il mercato USA. Il boom dell'unconventional ha sicuramente suscitato un nuovo forte interesse verso il gas, tale da spingere molti Paesi ad intraprendere attività esplorative mirate all'unconventional gas. Sebbene ad oggi sia ancora difficile quantificare il potenziale delle riserve unconventional su

base mondiale, sicuramente le nuove scoperte potrebbero prolungare significativamente la vita residua di questa fonte energetica. L'attenzione crescente verso le fonti non convenzionali di idrocarburi si accompagna alla sempre più intensa preoccupazione verso gli impatti socio-ambientali che lo sfruttamento di tali risorse comporta. A tale riguardo, lo sviluppo della tecnologia sarà determinante per minimizzare l'impatto sull'ambiente delle attività di produzione, trasformazione e trasporto dell'energia.

Il progressivo aumento della complessità dei progetti di sviluppo (aree di frontiera e risorse non convenzionali) richiederà, oltre a rilevanti impegni finanziari, forti competenze tecnologiche. Per poter cogliere le nuove opportunità, sarà quindi cruciale la disponibilità di competenze tecniche e manageriali adeguate al contesto.



## Come operiamo

Il modello di business Eni per la creazione di valore sostenibile si fonda su un patrimonio di asset distintivi, linee guida dell'azione industriale (driver) frutto delle scelte strategiche del management coerenti con la natura di lungo termine del business, l'interazione continua con tutti gli stakeholder in un quadro di regole di governance chiare e rigorose. Nell'attuazione della missione d'impresa e nella gestione delle day-to-day operations l'agire di Eni è ispirato agli elementi chiave di:

- **cooperazione** allo sviluppo dei territori di attività, che esprime la capacità di comprendere le necessità locali e la volontà di contribuire alla loro soluzione;
- **integrazione** delle attività lungo tutta la filiera dell'energia, fonte di cruciali sinergie per affrontare le sfide dei mercati e garantire i vantaggi competitivi;
- **innovazione** elemento chiave per accedere a nuove risorse energetiche, migliorarne il recupero dal sottosuolo e l'efficienza di utilizzo, garantire il rispetto e l'uso responsabile delle risorse naturali;
- **eccellenza** nella conduzione delle operazioni che fa leva sull'adozione di best practice, sistemi di qualità, tecnologie avanzate e sicure per garantire il pieno rispetto delle comunità e dell'ambiente;
- **inclusione** di tutte le persone di Eni, delle diversità che esse esprimono, che si coniuga con la tutela della salute e della sicurezza nelle attività lavorative, lo sviluppo e il coinvolgimento negli obiettivi di impresa;
- **responsabilità** in termini di impegno nella trasparenza della gestione, nel contrasto alla corruzione e nel rispetto dei Diritti Umani in ogni ambito di operatività, presupposti di un contributo efficace allo sviluppo dei Paesi e della società civile.

Eni ritiene che fondare il proprio modo di operare su questi elementi distintivi unitamente alla propria cultura d'impresa sia fonte di vantaggi competitivi durevoli.

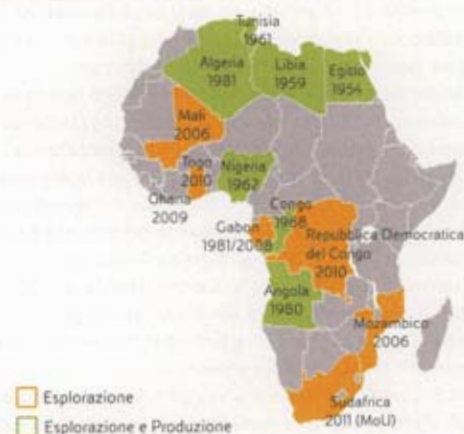
### Cooperazione

Il modello di cooperazione con i Paesi produttori, ovvero la volontà di investire con una visione di lungo termine e la flessibilità nell'offrire soluzioni alle esigenze dei Paesi, è parte integrante delle strategie aziendali fin dalle origini e oggi si traduce in una sempre maggiore integrazione tra i progetti di sviluppo dell'azienda e sviluppo di opportunità di crescita dei territori in cui Eni è ospite.

Questo approccio ha permesso di finalizzare importanti accordi industriali in Paesi strategici e ha contribuito al raggiungimento della posizione di primo operatore in Africa. Nel 2011 sono stati definiti nuovi accordi di cooperazione con Ucraina, Cina, Algeria, Sudafrica, Libia, Angola, Venezuela che si aggiungono ai Memorandum of Understanding (MoU) esistenti. La posizione paritetica con i Paesi produttori ha permesso ad Eni di presentarsi come un partner affidabile che coniuga il perseguimento degli obiettivi aziendali con

l'offerta di soluzioni di sviluppo stabili. Il modello di cooperazione Eni è alla base di relazioni durevoli e di lungo termine con i Paesi produttori. Ne è un esempio il caso libico: Eni è presente in Libia dal 1959, da quando Agip ottenne la prima concessione, nel deserto del Sahara sud-orientale. In conseguenza della rivoluzione avvenuta nel 2011, nonostante l'interruzione di gran parte della produzione nel Paese, Eni ha mantenuto attivo il campo di Wafa, dove viene prodotto il gas necessario ad alimentare le centrali elettriche di Tripoli e far fronte al fabbisogno della popolazione locale, per un totale di circa 50 mila barili al giorno. Anche grazie a questa attenzione alle esigenze del Paese, a distanza di pochi mesi dalla risoluzione del conflitto, i livelli di produzione sono tornati a quelli precedenti la crisi. In Africa, con una produzione di circa 1 milione di boe/giorno, equivalenti al 55% della produzione Eni totale, il successo del modello di cooperazione è evidente: dopo essere entrata in Egitto nel 1954, Eni è cresciuta rapidamente fino a diventare leader con una posizione rilevante sia nei Paesi di presenza storica come Nord Africa, Angola, Nigeria e Congo sia nei nuovi Paesi produttori, come Togo, Ghana, Gabon, Sudafrica e Mozambico, dove nel 2011 è stata effettuata una nuova scoperta di gas naturale significativa per la storia di Eni.

#### Presenza in Africa e anno di inizio delle attività



In questo contesto Eni ha saputo integrare nelle attività core del proprio business anche lo sviluppo dei sistemi energetici locali cogliendo nuove opportunità e creando le basi per lo sviluppo nei Paesi di presenza, soprattutto in quei territori dove la povertà energetica è un problema cruciale. Il Memorandum of Understanding (MoU) siglato con PetroSA, la compagnia di Stato della Repubblica del Sudafrica, stabilisce ambiti di cooperazione sia in Sudafrica sia in Paesi terzi, che includono iniziative congiunte nell'importazione e nella fornitura di GNL destinate alla produzione di energia elettrica e GTL, nonché il supporto alla realizzazione di nuove cen-

trali elettriche. Altri esempi sono gli interventi in Nigeria e Congo Brazzaville, dove Eni ha saputo cogliere le grandi potenzialità del gas che in passato veniva bruciato in torcia e ha investito nel suo recupero e nella costruzione di centrali elettriche che coprono oggi gran parte del fabbisogno energetico locale. Il successo degli interventi ha attirato l'attenzione di altri Paesi della regione e molti dei Memorandum of Understanding recentemente firmati in Angola, Ghana, Togo e Mozambico includono progetti di elettrificazione. Eni è diventato un interlocutore privilegiato anche per i progetti realizzati nei settori dell'agricoltura, della salute e per migliorare la qualità della vita delle comunità di cui è ospite. In particolare nel 2011 Eni ha investito circa 70 milioni di euro per l'avvio e la realizzazione di progetti per lo sviluppo delle comunità nei Paesi di operatività, di cui più di 20 milioni di euro nel continente africano.

## Integrazione

Operare in modo integrato lungo tutta la filiera energetica fornisce un patrimonio solido e prezioso di competenze e di sinergie e rappresenta una chiave di successo nella crescita di Eni garantendo: competitività, flessibilità e un'offerta distintiva.

Una delle caratteristiche distintive di Eni risiede nell'avere attività e competenze integrate lungo tutta la filiera energetica. La forte presenza nel mercato del gas, le operazioni nel GNL, le competenze industriali nella generazione elettrica e raffinazione con il sostegno di capacità di ingegneria e realizzative di rilevanza mondiale consentono a Eni di presidiare tutte le fasi della creazione di valore dalla ricerca alla commercializzazione degli idrocarburi e di perseguire opportunità e progetti congiunti nel mercato.

L'integrazione lungo tutta la catena delle attività oil&gas diventa elemento chiave nello sviluppo del modello di cooperazione Eni che integra il business tradizionale con le attività di sostenibilità del territorio. In particolare, la gestione integrata del ciclo del gas rappresenta per Eni un'opportunità sotto il profilo economico, industriale e sociale. Il vantaggio generato dall'integrazione del business è ben rappresentato in Paesi quali Congo, Nigeria e Angola dove, grazie ad un business integrato in tutta la fase della filiera energetica e alla capacità di trovare soluzioni win-win attraverso gli accordi, si è consolidata la presenza di Eni e sono state intraprese attività per promuovere lo sviluppo socio-economico.

L'approccio integrato permette una maggiore flessibilità nei rapporti con i Paesi produttori, ai quali Eni propone soluzioni che di volta in volta si adattano alle specifiche esigenze tecnologiche, infrastrutturali, di crescita dell'economia e della società locale. L'integrazione è quindi un punto di forza che consente a Eni di usare le risorse del Paese in modo responsabile, garantendo la sicurezza delle operazioni per le persone, l'ambiente e le installazioni e di contribuire allo sviluppo locale sostenendo i Paesi nell'utilizzo più efficiente delle risorse energetiche a disposizione.

## Innovazione

L'innovazione tecnologica rappresenta uno degli elementi cardine per perseguire la crescita di lungo termine. L'impegno nella ricerca tecnologica di Eni è orientato alla riduzione del time-to-market delle nuove scoperte scientifiche nei settori tradizionali oil&gas, alla valorizzazione delle energie rinnovabili e allo sviluppo di metodologie innovative per la salvaguardia ambientale. Più in generale la possibilità di sviluppare tecnologie innovative e sempre più sicure consente a Eni di presentarsi come un partner affidabile con grandi vantaggi in termini di competitività.

Eni è impegnata nello sviluppo e nell'applicazione di tecnologie e processi innovativi per il recupero avanzato di idrocarburi che consentano di aumentare il fattore di recupero sia nei giacimenti convenzionali sia in quelli contenenti risorse non convenzionali di petrolio (greggi pesanti e bitumi). Nel 2011 ad esempio è stato testato con successo un processo che ha permesso di recuperare ulteriore olio da un giacimento in Nord Africa. Attraverso l'innovazione tecnologica Eni si dota degli strumenti necessari per cogliere le migliori opportunità derivanti dagli scenari evolutivi del mercato. In particolare, nonostante la produzione di Eni si concentri in aree con limitata esposizione al rischio operativo, l'impegno di Eni si rivolge anche allo sviluppo di tecnologie che siano in grado di produrre in sicurezza in ambienti estremi, in campi marginali e campi in deep/ultradeep water.

Al fine di cogliere soluzioni innovative di più lungo termine Eni conferma l'impegno nello sviluppo di tecnologie potenzialmente breakthrough nell'ambito delle energie rinnovabili (energia solare e biomasse). La maturità tecnologica raggiunta da alcuni programmi di ricerca ha consentito di procedere alla fase applicativa. In particolare nell'area solare è stato attivato il progetto per la realizzazione di una serie di dimostrativi in siti Eni basati sulla tecnologia dei materiali fotoattivi. Per quanto riguarda le biomasse, la ricerca si è focalizzata sullo sviluppo di biocarburanti di seconda e terza generazione. Eni si avvale inoltre di collaborazioni con centri di ricerca sia in Italia sia all'estero. L'outsourcing verso Università e centri di ricerca ammonta a circa 30 milioni di euro nel 2011, ossia quasi un terzo dei costi esterni totali (esclusa Saipem e PE). Tra le collaborazioni più rilevanti spiccano il Politecnico di Milano, quello di Torino, il CNR e l'alleanza con il MIT. A queste partnership, nel 2011 si è aggiunta la nuova cooperazione con la Stanford University che prevede per i prossimi quattro anni un investimento di oltre 10 milioni di dollari.

Consapevole dell'importanza derivante dalle nuove scoperte tecnologiche, per salvaguardare il proprio patrimonio intellettuale Eni si è dotata di un sistema di gestione attiva che si focalizza su due direttrici: la massimizzazione della tutela delle soluzioni innovative generate dai progetti di R&S in corso e la razionalizzazione del portafoglio esistente in coerenza con le strategie di business. Nel 2011 sono state depositate 79 domande di brevetto.