

ENI Spa

ESERCIZIO 2012

PAGINA BIANCA

RELAZIONE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE



Profilo dell'anno

[1] Il contributo di Snam escluso è l'utile sulle transazioni di Snam con il Gruppo Eni incluso nelle continuing operations in base all'IFRS 5. L'utile operativo adjusted e l'utile netto adjusted non sono misure di risultato previste dagli IFRS.

Dividendo
€ per azione



Le riserve certe di idrocarburi

7,17

miliardi di boe di riserve certe a fine anno, record degli ultimi otto anni

I risultati > Nel 2012 l'utile netto di competenza Eni è stato di €7,79 miliardi e di €4,20 miliardi escludendo il risultato di Snam riclassificata nelle discontinued operations in considerazione della separazione proprietaria avvenuta in ottobre.

Escludendo oneri e proventi straordinari, l'utile netto adjusted di €7,13 miliardi aumenta del 2,7% rispetto al 2011 e del 7,6% escludendo anche il contributo Snam ai risultati delle continuing operations¹.

L'ottima performance della Divisione Exploration & Production sostenuta dal recupero delle produzioni libiche è stata il principale driver di questi risultati.

La struttura patrimoniale si rafforza rispetto al 2011 per effetto di circa €6,6 miliardi di dismissioni riferite in particolare a quote di partecipazioni significative in Snam e Galp e al deconsolidamento del debito finanziario della stessa Snam di €12,45 miliardi. Il leverage a fine esercizio è pari a 0,25 (0,46 al 31 dicembre 2011).

Residuano quote di partecipazione in Snam e Galp per un valore di mercato di circa €5 miliardi disponibili per l'ulteriore rafforzamento della struttura patrimoniale.

Il cash flow delle continuing operations è stato di €12,36 miliardi e ha consentito, unitamente alla robusta manovra da dismissioni, di finanziare gli investimenti esplorativi e nella crescita di €13,33 miliardi, di pagare dividendi agli azionisti Eni e alle minority per €4,38 miliardi con una diminuzione dell'indebitamento finanziario netto di €12,52 miliardi.

Il dividendo > I solidi risultati conseguiti e gli ottimi fondamentali dell'azienda consentono la distribuzione di un dividendo di €1,08 per azione in crescita del 4% rispetto al 2011 in linea con la dividend policy aziendale. Il management conferma l'impegno Eni nell'assicurare agli azionisti una remunerazione al top del settore.

La produzione di idrocarburi > Nel 2012 la produzione è stata di 1,701 milioni di boe/giorno in crescita del 7% su base omogenea per effetto del quasi completo riavvio di tutti gli impianti in Libia e del contributo degli avvii e ramp-up dell'anno. Nel prossimo quadriennio Eni prevede un tasso di crescita medio annuo di oltre il 4%, facendo leva sulla solida pipeline di progetti di sviluppo, su di un portafoglio di risorse ai migliori livelli di sempre e sul modello di cooperazione con gli Stati detentori.

Le riserve certe di idrocarburi > Le riserve certe si attestano sul livello massimo degli ultimi otto anni a 7,17 miliardi di boe con un tasso di rimpiazzo organico del 147% su base omogenea. La vita residua è di 11,5 anni.

Le vendite di gas naturale > Le vendite di gas naturale sono state di 95,32 miliardi di metri cubi, sostanzialmente invariate escludendo la perdita di collegamento di Galp. Le azioni a sostegno delle vendite Italia e di penetrazione commerciale nei mercati europei strategici (Francia, Germania e altri) e la crescita nel GNL internazionale, hanno consentito di assorbire l'impatto della contrazione della domanda e dell'intensificarsi della pressione competitiva.



La sicurezza delle persone ➤ L'indice di frequenza degli infortuni del 2012 evidenzia un miglioramento sia per i dipendenti (-12,3%), sia per i contrattisti (-21,1%), confermando per l'ottavo anno il trend positivo. Nonostante la riduzione del fatality index (-43,3%) si sono registrati sette infortuni mortali a cui si sta rispondendo mantenendo elevati i livelli di attenzione alla sicurezza di tutte le attività.

Eni alla guida di Energy for All in Sub-Saharan Africa ➤ Il 28 novembre 2012, nel corso del primo incontro del Leadership Council del Sustainable Development Solutions Network (SDSN), Eni è stata designata alla guida di Energy for All in Sub-Saharan Africa, iniziativa volta ad individuare le soluzioni sul tema dell'accesso all'energia in ambito tecnologico, istituzionale, politico-gestionale e di business.

Successi esplorativi ➤ L'esplorazione ha registrato un anno record con 3,64 miliardi di boe di risorse scoperte equivalenti a circa sei volte la produzione dell'esercizio.

I numerosi successi registrati in Mozambico nel Mamba complex dell'Area 4 (Eni 70%, operatore) hanno consentito di stimare un potenziale esplorativo di almeno 2.115 miliardi di metri cubi di gas in place, confermando Mamba il più grande ritrovamento di sempre della storia Eni. L'accordo con Anadarko Petroleum Corporation a fine 2012 sullo sviluppo coordinato delle attività offshore e realizzazione in joint venture degli impianti onshore rappresenta un passo fondamentale nell'avanzamento del progetto Mozambico per il quale si prevede la FID entro il 2014.

Nel Mare di Barents le scoperte di Skrugard e Havis nella licenza PL 532 (Eni 30%), hanno evidenziato riserve di olio recuperabili stimate in circa 500 milioni di barili al 100% che saranno oggetto di un piano di sviluppo congiunto rapido ed efficiente.

Le attività di appraisal alla scoperta di Sankofa nella licenza Offshore Cape Three Points (Eni operatore con il 47,22%) in Ghana, confermano l'elevato potenziale dell'area che viene stimato complessivamente in circa 450 milioni di barili di olio in place.

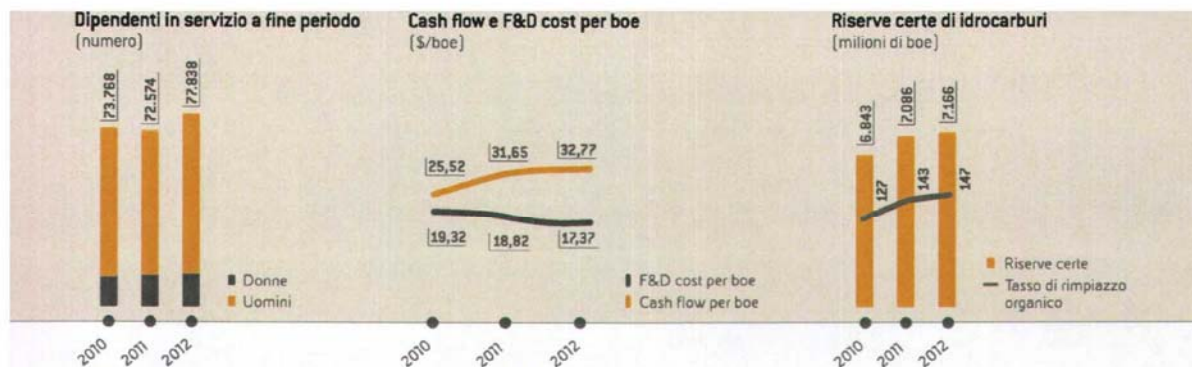
Sono state acquisite licenze esplorative in Paesi ad elevato potenziale quali Kenia, Liberia, Vietnam, Cipro, nell'offshore Russo e per shale gas in Ucraina nonché in aree di consolidata presenza di Cina, Pakistan, Indonesia e Norvegia.

Sviluppi di business ➤ È stato sanzionato dalle autorità venezuelane il piano di full field development del progetto giant a gas di Perla, localizzato nel Blocco Cardón IV (Eni 50%), nel Golfo di Venezuela. Il plateau produttivo è stimato in circa 34 milioni di metri cubi/giorno.

Successi esplorativi

3,64

miliardi di boe,
record di risorse
scoperte in un anno



► Sviluppi di business

Nel 2012 sono stati stipulati nuovi accordi per l'attività esplorativa in paesi ad elevato potenziale quali Kenia, Liberia, offshore russo, Vietnam e Ucraina.

► Attività downstream

Intensificate azioni di efficienza e ottimizzazione nel downstream; promosse iniziative di internazionalizzazione.

Sono state riavviate le attività esplorative onshore in Libia quale inizio di una campagna esplorativa che continuerà nel 2013 segnando un altro passo importante per la totale ripresa delle attività upstream Eni nel Paese.

È stato varato l'innovativo progetto Green Refinery per la conversione del sito di Venezia in "bio-raffineria" destinata alla produzione di bio-carburanti sfruttando una tecnologia proprietaria.

In linea con la strategia di internazionalizzazione e per cogliere le opportunità dei mercati in crescita Versalis, la controllata Eni attiva nella chimica, ha definito due joint venture con importanti operatori di Corea del Sud e Malesia per la realizzazione di impianti per la produzione di elastomeri con tecnologia e know-how Versalis.

L'inclusione nel CPLI ► Nel 2012 Eni è stata l'unica azienda del settore Energy inclusa nel Carbon Performance Leadership Index (CPLI) che valuta le performance delle aziende nella riduzione delle emissioni di gas serra e nella mitigazione dei rischi associati ai cambiamenti climatici. Questo risultato è ancor più significativo considerando che il settore è responsabile del 40% del totale delle emissioni di GHG delle aziende incluse nel Global 500 Index che raggruppa le 500 aziende con la maggiore capitalizzazione di mercato. Nel 2012 Eni è stata inclusa per la sesta volta consecutiva nel Dow Jones Sustainability Index e nel FTSE4Good.

Eni a Rio+20 ► Eni ha partecipato attivamente ai principali eventi dedicati alle imprese in occasione della Conferenza delle Nazioni Unite sullo Sviluppo Sostenibile (Rio+20). Raccogliendo l'invito delle Nazioni Unite, Eni ha pubblicamente registrato degli impegni, in materia di riduzione del gas flaring e delle emissioni climalteranti, contributo all'accesso all'energia sostenibile, chimica verde e lotta alla corruzione.

La cooperazione allo sviluppo ► Prosegue l'applicazione del modello di cooperazione Eni con i Paesi detentori delle riserve che integra il business tradizionale dell'esplorazione e produzione di idrocarburi con soluzioni alle esigenze delle comunità locali, in termini di sviluppo economico e sociale. Nel 2012 sono stati pianificati progetti socio-economici in Russia e Mozambico, ed eseguiti interventi di miglioramento delle condizioni sanitarie, di educazione e di accesso all'acqua potabile in Congo, Nigeria, Ghana e Iraq.

Principali dati economici e finanziari ⁽¹⁾

		2010	2011	2012
Ricavi della gestione caratteristica - continuing operations	(€ milioni)	96.617	107.690	127.220
Utile operativo - continuing operations		15.482	16.803	15.026
Utile operativo adjusted - continuing operations		16.845	17.230	19.753
Utile netto - continuing operations ^(a)		6.252	6.902	4.198
Utile netto - discontinued operations ^(a)		66	[42]	3.590
Utile netto di Gruppo ^(a)		6.318	6.860	7.788
Utile netto adjusted - continuing operations ^(a)		6.770	6.938	7.128
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		14.140	13.763	12.356
Investimenti tecnici - continuing operations		12.450	11.909	12.761
Dividendi per esercizio di competenza ^(b)		3.622	3.768	3.913
Dividendi pagati nell'esercizio		3.622	3.695	3.840
Totale attività a fine periodo		131.860	142.945	139.641
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi a fine periodo		55.728	60.393	62.713
Indebitamento finanziario netto a fine periodo		26.119	28.032	15.511
Capitale investito netto a fine periodo		81.847	88.425	78.224
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	16,34	16,01	18,34
Numero azioni in circolazione a fine periodo	(milioni)	3.622,7	3.622,7	3.622,8
Capitalizzazione di borsa ^(c)	(€ miliardi)	59,2	58,0	66,4

[*] Da continuing operations. Per effetto della cessione dei Business Regolati Italia, i risultati di Snam sono stati rilevati come "discontinued operations" e rappresentati in conformità a tale trattamento contabile in tutte le parti della presente relazione.

[a] Di competenza Eni.

[b] L'importo 2012 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.

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

Principali indicatori reddituali e finanziari

		2010	2011	2012
Utile netto - continuing operations				
- per azione ^(a)	(€)	1,72	1,90	1,16
- per ADR ^{(a) (b)}	(\$)	4,59	5,29	2,98
Utile netto adjusted - continuing operations				
- per azione ^(a)	(€)	1,87	1,92	1,97
- per ADR ^{(a) (b)}	(\$)	4,96	5,35	5,06
Return on average capital employed (ROACE) adjusted ^(c)	(%)	11,1	10,2	10,1
Leverage		0,47	0,46	0,25
Coverage		22,2	15,4	11,7
Current ratio		1,0	1,1	1,4
Debt coverage		56,3	51,3	80,5
Dividendo di competenza		1,00	1,04	1,08
Pay-out		57	55	50
Dividend yield ^(d)		6,1	6,6	5,9

[a] Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto delle continuing operations 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] Il contributo di Snam escluso è l'utile sulle transazioni di Snam con il Gruppo Eni incluso nelle continuing operations.

[d] Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

Principali dati operativi e di sostenibilità

		2010	2011	2012
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	73.768	72.574	77.838
di cui: - donne		12.161	12.542	12.860
- all'estero		45.967	45.516	51.034
Donne in posizioni manageriali	(%)	18,0	18,5	18,9
Ore di formazione	(migliaia di ore)	2.949	3.127	3.132
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,80	0,65	0,57
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,71	0,57	0,45
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	4,77	1,94	1,10
Oil spill da incidenti	(barili)	4.269	7.295	3.856
Emissioni dirette di gas serra	(milion ton CO ₂ eq)	58,26	49,12	52,49
Costi di ricerca e sviluppo ^(a)	(€ milioni)	218	190	211
Spese per il territorio ^(b)	(€ milioni)	107	101	91
Exploration & Production				
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.843	7.086	7.166
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,3	12,3	11,5
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.815	1.581	1.701
Profit per boe ^(c)	(\$/boe)	11,91	16,98	15,95
Opex per boe ^(c)		6,14	7,28	7,10
Cash flow per boe		25,52	31,65	32,77
Finding & Development cost per boe ^(d)		19,32	18,82	17,37
Gas & Power				
Vendite gas mondo ^(e)	(miliardi di metri cubi)	97,06	96,76	95,32
- in Italia		34,29	34,68	34,78
- internazionali		62,77	62,08	60,54
Clienti in Italia	(milioni)	6,88	7,10	7,45
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	39,54	40,28	42,58
Punteggio soddisfazione clienti (PSC)	(%)	87,4	88,6	89,8
Refining & Marketing				
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	34,80	31,96	30,01
Quota di mercato rete	(%)	30,4	30,5	31,2
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	11,73	11,37	10,87
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	6.167	6.287	6.384
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	2.353	2.206	2.064
Chimica				
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	7.220	6.245	6.090
Vendite di prodotti petrolchimici		4.731	4.040	3.953
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	72,9	65,3	66,7
Ingegneria & Costruzioni				
Ordini acquisiti	(€ milioni)	12.935	12.505	13.391
Portafoglio ordini a fine periodo		20.505	20.417	19.739

[a] Al netto dei costi generali e amministrativi.

[b] Comprensivi di investimenti per il territorio a favore delle comunità, liberalità, contributi assicurativi, 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 2,73 miliardi di metri cubi (2,86 e 5,65 miliardi di metri cubi nel 2011 e nel 2010).



Lettera agli azionisti

Più focalizzata e più forte finanziariamente: ecco Eni alla fine del 2012.

Il portafoglio minerario e le prospettive di sviluppo sono promettenti come mai prima d'ora. Il deconsolidamento e il ben avviato processo di uscita da Snam e l'avvio della cessione di Galp hanno quasi dimezzato il rapporto tra indebitamento netto e mezzi propri. Su queste solide basi siamo pronti per affrontare le due principali sfide del futuro: la crescita della produzione d'idrocarburi e il ritorno alla redditività dei business mid-downstream. L'esplorazione archivia un anno record con risorse scoperte pari a circa sei volte la produzione dell'anno a 3,6 miliardi di barili e un finding cost (costo di ritrovamento unitario) inferiore al dollaro per barile. Questi straordinari risultati sono il frutto del nostro approccio strategico nella selezione degli obiettivi geologici, delle tecnologie proprietarie e delle conoscenze dei bacini core. Il balzo qualitativo che abbiamo realizzato nella esplorazione ci assicura un vantaggio competitivo e rafforza le nostre prospettive di crescita.

L'Africa è la nostra prima grande frontiera. Il bacino di Rovuma in Mozambico ha confermato essere un'area di classe mondiale a seguito della scoperta di Mamba a fine 2011. Le attività di appraisal dell'anno hanno consentito di incrementare il potenziale dell'area operata da Eni fino a 2.115 miliardi di gas in place, il più grande ritrovamento della nostra storia. La geologia dei reservoir individuati è eccellente e riteniamo che lo sfruttamento delle enormi risorse scoperte possa avvenire attraverso la perforazione di un numero limitato di pozzi a beneficio della redditività del

progetto. Abbiamo acquisito tre permessi esplorativi offshore nel bacino di Luma in Kenia che presenta affinità con il Mozambico.

In Africa Occidentale abbiamo realizzato l'importante scoperta di petrolio di Sankofa nell'offshore del Ghana e stiamo consolidando la posizione nel tema emergente pre-salino della piattaforma continentale africana in Angola, Congo, Gabon e con l'ingresso in Liberia. Questa esplorazione riguarda temi di assoluto interesse in grado di essere sviluppati in tempi rapidi e a costi competitivi.

Il Mare di Barents norvegese è una delle aree emergenti di maggiore successo in particolare con le scoperte gemelle di Havis e Skrugard che hanno un potenziale oil di circa 500 milioni di barili. Nuove importanti prospettive si aprono nella sezione russa dell'area, dove in collaborazione con Rosneft stiamo per avviare l'esplorazione in un blocco di circa 55 mila chilometri quadrati con aspettative di ritrovamenti giant di olio e gas.

Anche l'area del Pacifico è una

delle nostre maggiori direttrici di crescita. L'obiettivo sono i temi a gas a elevato potenziale di Indonesia e Australia in fase avanzata di appraisal e pre-sviluppo e, in prospettiva, Vietnam, dove abbiamo acquisito tre licenze offshore su di un'area di 21 mila chilometri quadrati e un blocco in Cina. I punti di forza dell'area sono una domanda energetica in rapida crescita e la disponibilità d'infrastrutture per la commercializzazione del gas che riduce il time-to-market delle risorse scoperte. Nei temi unconventional stiamo facendo progressi nelle iniziative in Nord Africa, Est Europa, Cina, Pakistan e Indonesia che presentano sinergie con le operazioni esistenti. Abbiamo incrementato la presenza in Ucraina con l'acquisto dei diritti su di un'area di circa 3.800 chilometri quadrati con risorse di shale gas.

La nostra attività nell'anno è stata



Paolo Scaroni

Amministratore Delegato e Direttore Generale

Giuseppe Recchi

Presidente

caratterizzata dalla quasi completa ripresa del nostro plateau produttivo in Libia grazie alla solida collaborazione con la compagnia di Stato NOC, nonostante la complessa fase di transizione che il Paese sta attraversando. Abbiamo compiuto importanti passi in avanti tecnici e commerciali in un grande numero di nuovi progetti: il giant Kashagan in Kazakhstan la cui prima produzione è attesa nel rispetto della deadline contrattuale di giugno 2013, MLE in Algeria avviato a inizio 2013, gli hub del Blocco 15/06 in Angola, i progetti a gas in Siberia, Goliat nel Mare di Barents, il sanzionamento di Perla e il first oil di Junin, in Venezuela. Abbiamo posto le premesse per l'avvio del progetto Mozambico per il quale prevediamo la FID nel 2014 grazie all'accordo con Anadarko. Siamo consapevoli delle sfide che fronteggiano l'industria nel mettere in produzione le riserve a causa della scarsità di capacità produttiva per gli impianti e i mezzi critici e la rigidità degli schemi contrattuali EPC; nondimeno stiamo migliorando la nostra capacità nel conseguire gli avvisi nei tempi pianificati. Il nostro modo di gestire la nostra attività upstream fondato sull'eccellenza operativa, l'attenta selezione degli asset e la cooperazione con gli Stati detentori delle riserve ci consente di gestire al meglio i principali rischi del mondo del petrolio. In definitiva il 2012 è stato un anno eccellente per la Divisione Exploration & Production.

Le Divisioni Gas & Power, Refining & Marketing e il settore della Chimica hanno sofferto nel 2012 le difficoltà dei rispettivi mercati: contrazione della domanda, azione della concorrenza ed eccesso di offerta a fronte dei continui rincari dei costi di approvvigionamento oil-linked.

Nel Gas & Power abbiamo avviato rinegoziazioni su circa l'80% degli approvvigionamenti. La riorganizzazione volta a integrare le attività di supply di Gas & Power e Refining & Marketing con la di-

visione trading e la vendita gas ai clienti non retail e GNL ci consentirà di cogliere maggiori opportunità dall'andamento dei mercati e maggiori sinergie nella gestione del rischio commodity. Nella raffinazione abbiamo intensificato le azioni di efficienza con saving di circa €150 milioni e nella distribuzione di carburanti abbiamo lanciato azioni commerciali apprezzate dai nostri clienti attenuando l'impatto della congiuntura sulle nostre vendite, come segnalato dalla crescita della quota di mercato al 31,2% (dal 30,5%). Nella Chimica siamo impegnati nella riduzione del peso dei business commodity. Elemento trasversale a questi settori è la strategia d'internazionalizzazione per aumentare l'esposizione ai mercati in crescita dell'Asia; in tal senso si inquadrano gli accordi per la fornitura di GNL a operatori coreani e giapponesi, la costituzione di joint venture negli elastomeri con operatori di Corea del Sud e Malesia e l'avvio della commercializzazione di basi lubrificanti in Cina.

Il livello occupazionale della nostra azienda è cresciuto del 7%, accompagnato dal costante impegno nella tutela della sicurezza, nello sviluppo delle professionalità e nel coinvolgimento nella vita aziendale. Altro elemento distintivo della performance 2012 è stato conseguito nell'uso responsabile delle risorse con il minimo storico di gas flaring e il massimo di reiniezione di acque di produzione in giacimento. Nel campo della collaborazione con i Paesi produttori ci è stato riconosciuto un ruolo importante nel coordinamento ed implementazione dell'iniziativa Energy for All in Sub-Saharan Africa.

I risultati dell'anno

Nel 2012 l'utile netto delle continuing operations è di €4,2 miliardi (€7,79 miliardi compreso il risultato 2012 di Snam di competenza Eni). Trainato dall'ottima performance della Divisione Exploration & Production, l'utile netto adjusted di €7,13 miliardi registra un progresso del 2,7%, che sale al 7,6% escludendo il

contributo Snam ai risultati delle continuing operations.

Il rapporto tra posizione finanziaria netta e mezzi propri quasi si dimezza rispetto al 2011 e scende a 0,25, grazie ai proventi delle dismissioni di quote partecipative in Snam e Galp e al deconsolidamento del debito Snam.

L'attività operativa ha generato un flusso di cassa di €12,36 miliardi e €1,5 miliardi sono stati ottenuti dalla dismissione di asset non strategici. La generazione di cassa ha consentito di finanziare investimenti di €13,33 miliardi e di pagare €3,84 miliardi di dividendi agli azionisti Eni e €0,54 miliardi agli azionisti di minoranza. La redditività adjusted sul capitale investito è del 10,1%.

Sulla base dei risultati conseguiti il Consiglio di Amministrazione propone all'Assemblea Ordinaria degli Azionisti la distribuzione di un dividendo per azione di €1,08 in crescita del 4% rispetto al 2011 in coerenza con la nostra progressive dividend policy.

L'utile operativo adjusted della Divisione **Exploration & Production** è record con €18,52 miliardi e un incremento del 15,2% rispetto al 2011 grazie alla ripresa produttiva in Libia e all'efficienza operativa. La produzione di idrocarburi di 1,7 milioni di barili/giorno aumenta del 7%. Le riserve certe a fine periodo di 7,17 miliardi di boe sono ai massimi degli ultimi otto anni con un tasso di rimpiazzo organico del 147% al prezzo di riferimento di 111 dollari/barile. L'indice di vita delle riserve certe è 11,5 anni.

L'utile operativo adjusted di **Gas & Power** è di €354 milioni grazie al solido contributo dell'attività del trasporto internazionale. Il Mercato dopo la forte perdita dell'anno precedente chiude poco sopra il pareggio (con una variazione positiva di €702 milioni) beneficiando delle rinegoziazioni dei contratti long-term e della ripresa delle forniture libiche. Le vendite al netto di quelle di Galp hanno evidenziato una buona tenuta grazie alla solida presenza nel mercato residenziale Italia, alla penetrazione

commerciale nei mercati strategici di Francia e Germania/Austria e alla crescita internazionale del GNL. Il portafoglio clienti a fine esercizio è cresciuto a 7,45 milioni di unità.

La Divisione **Refining & Marketing** ha realizzato un importante progresso riducendo le perdite operative del 39% [-€328 milioni il dato consuntivo 2012] attraverso le azioni di efficienza nei consumi energetici, manutenzioni e altri costi fissi, ottimizzazione degli assetti e delle rese. Le vendite di carburanti sulla Rete Italia sono diminuite meno del mercato (-6,3%); in Europa registriamo un progresso [+1%].

La **Chimica** è stata penalizzata dai margini negativi nelle produzioni commodity a causa dell'elevato costo della carica petrolifera, riportando una perdita di €485 milioni in netto peggioramento rispetto al 2011 (-77,7%).

Gli investimenti e la strategia per la crescita e i ritorni

L'outlook 2013 è caratterizzato dalle incertezze che gravano sulla ripresa economica globale in particolare nell'Eurozona, e che frenano le decisioni di in-

vestimento e di consumo di imprese e famiglie. Il prezzo del petrolio nella fase corrente è sostenuto dal rischio politico in un quadro di migliore bilanciamento tra domanda e offerta globale. Per le finalità di pianificazione degli investimenti assumiamo un prezzo del Brent di 90 dollari/barile. Negli altri settori di attività Eni ci aspettiamo il perdurare di trend deboli nella domanda, margini volatili e il rischio di ulteriori rincari del costo della materia prima petrolifera. L'azione della concorrenza e l'eccesso di capacità continueranno a pesare sulle prospettive di rilancio.

In tale situazione confermiamo la strategia di crescita profittevole nell'upstream e di consolidamento e ottimizzazione dei business a valle. Il piano d'investimenti per il quadriennio 2013-2016 riflette tali linee guida con una manovra da €56,8 miliardi (+6% rispetto al piano precedente) concentrata per l'83% nella ricerca e sviluppo degli idrocarburi e selettiva nelle iniziative di spesa degli altri settori.

Nella Exploration & Production guardiamo un tasso di crescita medio annuo superiore al 4%.

Nella Divisione Gas & Power i principali driver saranno la rinegoziazione del costo di approvvigionamento del gas,

la massimizzazione delle vendite e le ottimizzazioni nel supply e nella logistica per ridurre il rischio take-or-pay.

Nei settori downstream oil e Chimica puntiamo sull'efficienza e la riduzione del peso delle attività in perdita strutturale facendo leva sulla crescita in business innovativi e sostenibili (biocarburanti e chimica verde).

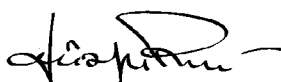
Nonostante il rallentamento atteso nel 2013, siamo convinti che le prospettive di Saipem a medio e lungo termine rimangono eccellenti grazie al forte posizionamento competitivo assicurato dal patrimonio di competenze, tecnologie e qualità dei mezzi.

In conclusione nel 2012 Eni ha conseguito solidi risultati con performance record nell'Exploration & Production e buoni progressi nella ristrutturazione del downstream. La solida base di risorse e l'avanzamento nelle attività di sviluppo con il sostegno della rafforzata struttura patrimoniale hanno consolidato il nostro eccellente posizionamento competitivo grazie al quale prevediamo di conseguire tassi di crescita delle produzioni upstream al top dell'industria creando valore sostenibile per i nostri azionisti.

14 marzo 2013

per il Consiglio di Amministrazione

Giuseppe Recchi
Il Presidente



Paolo Scaroni

L'Amministratore Delegato e Direttore Generale

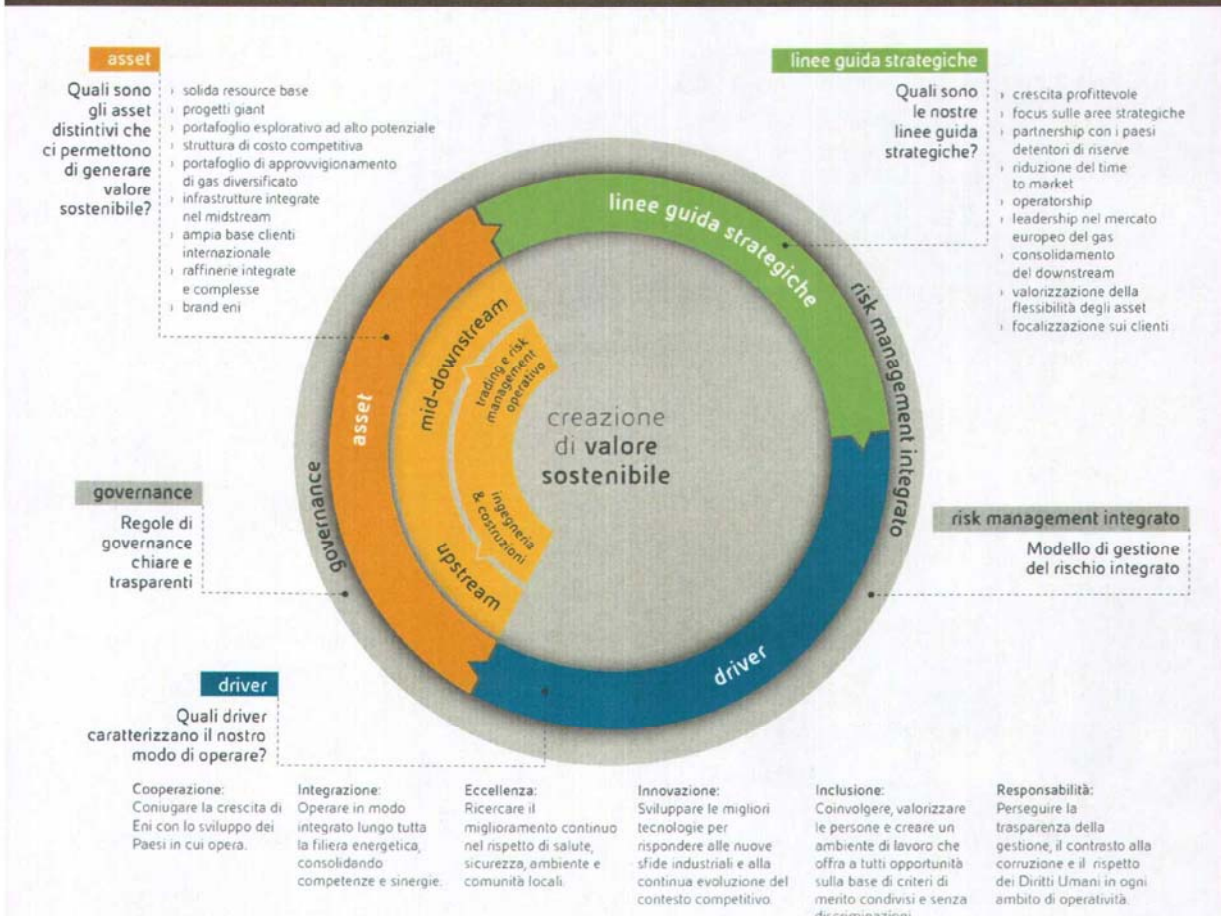


Il nostro modello di business

L'eccellente posizionamento di mercato e i vantaggi competitivi acquisiti da Eni sono il frutto di scelte strategiche coerenti con la natura di lungo termine dell'industria oil&gas e si fondano su di un modello di business disegnato attorno a modalità consolidate di conduzione degli affari in un framework di regole di governance chiare e trasparenti, rispetto dei più elevati standard etici e rigore nella gestione dei rischi aziendali. Nel 2012 Eni ha posto le basi per una nuova fase di crescita della produzione oil&gas per la quale il management prevede nel medio/lungo termine tassi di incremento superiori a quelli dei com-

petitor. Nel contempo per affrontare la perdurante debolezza della domanda europea di gas e carburanti, è stata avviata la riorganizzazione delle attività downstream oil&gas per rispondere al meglio alle attuali dinamiche di mercato, mentre progredisce il riposizionamento strategico della Chimica nell'ottica della sostenibilità economica. Le strategie, i processi decisionali di allocazione delle risorse e la conduzione ordinaria del business (day-by-day operations) sono ispirati al principio cardine della creazione di valore sostenibile per i nostri azionisti e, più in generale, dei nostri stakeholders: le co-

munità presso le quali operiamo, grazie al costante impegno nell'innalzamento degli standard socio-economici e all'uso responsabile delle risorse; le nostre persone con un focus incessante sulla tutela della salute e della sicurezza dei luoghi di lavoro e la valorizzazione del contributo individuale e delle diversità; i fornitori, i partner e le amministrazioni pubbliche attraverso una gestione trasparente che rispetta i diritti umani e contrasta la corruzione; i clienti ai quali proponiamo un'offerta commerciale competitiva e sempre al passo dei tempi e un servizio di assoluta qualità.



Di seguito sono rappresentate alcune iniziative svolte nell'anno che hanno contribuito al raggiungimento delle performance finanziarie e di sostenibilità ¹.

► Nella conduzione delle attività, Eni è attenta all'utilizzo responsabile ed efficiente delle risorse naturali nel rispetto dell'ambiente dei Paesi in cui opera. La capacità di valorizzare il gas associato attraverso la trasformazione e vendita sul mercato locale e internazionale di LNG, la re-iniezione in giacimento e la realizzazione di centrali elettriche a sostegno dello sviluppo socio-economico, ha consentito di ridurre i quantitativi di gas bruciato in atmosfera.

In particolare il progetto Idu in Nigeria ha permesso la valorizzazione di 1,4 milioni di metri cubi/giorno prima bruciati in torcia ed ora immessi nella rete di trasporto locale. Questo ha consentito di utilizzare il 90% di tutto il gas associato prodotto in Nigeria e di ridurre le emissioni climateranti.

► La gestione efficiente delle risorse associata ad una produzione ottimale degli idrocarburi, è testimoniata dal livello massimo di acqua estratta reiniettata in giacimento che ha raggiunto il 49% nel 2012. Il completamento del progetto di reiniezione a Belaym in Egitto ha consentito la reiniezione del 99% dell'acqua di produzione, incrementando il fattore di recupero degli idrocarburi.

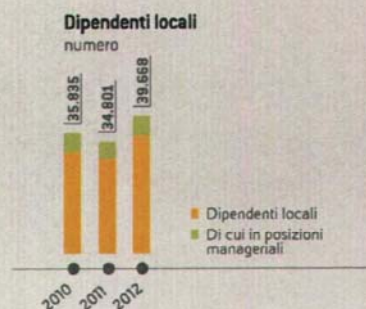
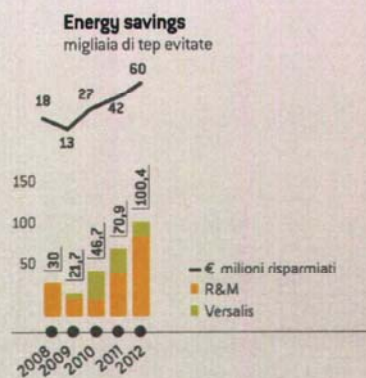
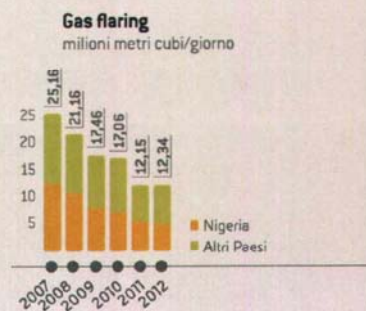
► Il modo di operare di Eni fondato sull'eccellenza operativa, l'affidabilità degli impianti e l'attenzione alla salute, alla sicurezza e all'ambiente è volto alla prevenzione e riduzione dei rischi operativi, strettamente connessi alle performance ambientali, finanziarie e reputazionali del settore upstream. Questo approccio, basato sulle più avanzate metodologie di Asset integrity per lo sviluppo e produzione dei giacimenti, trova la sua applicazione non solo nella gestione ma anche nel programma esplorativo del prossimo quadriennio, in particolare nelle aree di frontiera (ad esempio i pozzi deepwater ad alta pressione e temperatura – che costituiscono il 3% del totale – o le attività in Artico) attraverso la realizzazione di infrastrutture e tecnologie tailor made per le specificità climatico-ambientali e dei giacimenti.

► Eni continua ad attuare programmi di efficienza energetica per l'uso razionale dell'energia e l'ottimizzazione dei processi, anche attraverso l'adozione di Sistemi Gestione Energia (SGE). A tal proposito alcune realtà si sono dotate, negli ultimi anni, di SGE secondo i recentissimi standard EN 16001 o ISO 50001 e altre hanno in previsione di farlo nei prossimi anni. Nella raffinazione e nella chimica le iniziative di energy saving concluse nel 2012, hanno consentito risparmi di oltre €60 milioni permettendo una riduzione di circa 100 mila tep e l'abbattimento di oltre 297 mila tonnellate di CO₂/anno.

► La valorizzazione della customer base è proseguita attraverso il rafforzamento del Brand Eni, l'offerta di prodotti evoluti, in particolare "eni3" (gas, luce e carburanti), il lancio di nuove carte fedeltà prepagate e di credito e il mantenimento di elevati livelli di qualità nel servizio. Le azioni intraprese hanno consentito di aumentare l'indice di notorietà anche grazie alle iniziative commerciali ("riparti con eni"; "iperself 24") e di recuperare la quota di mercato (+3,5 punti percentuali nel mercato del gas; +0,7 punti percentuali nelle vendite Rete Italia), nonostante la contrazione della domanda e la pressione competitiva.

► La cultura della pluralità è una caratteristica distintiva del nostro business a forte connotazione internazionale. Il personale locale rappresenta circa il 50% delle persone Eni. Di questo il 10% ricopre posizioni manageriali. Nel 2012, nel settore E&P, sono stati avviati piani di sviluppo in tutte le consociate estere tramite una valutazione estensiva delle professionalità locali e internazionali coinvolgendo un totale di 1.836 persone tra cui giovani laureati e Senior Staff/Managers. Eni assicura un trattamento equo verso tutte le persone definendo politiche retributive integrate a livello world wide. Inoltre, nel 2012 è stato realizzato un progetto volto alla verifica della competitività a livello internazionale dei sistemi retributivi applicati in Eni con riguardo a ruoli strategici e a livelli di seniority.

Eni si impegna a rispettare i diritti fondamentali del lavoro in tutti i Paesi di presenza operativa e a promuoverne l'applicazione presso i propri fornitori. Nell'anno è stato condotto un monitoraggio estensivo in merito all'applicazione degli standard di lavoro, in particolare all'estero.



[1] Il dettaglio delle performance di sostenibilità è disponibile nella sezione "Consolidato di sostenibilità 2012".



Il contesto competitivo

Un mercato in trasformazione

L'incertezza sul contesto macroeconomico, in particolare europeo, l'evoluzione della domanda, sempre più incentrata sui Paesi emergenti e l'emergere di grandi potenziali di idrocarburi in nuove regioni, stanno determinando un'ampia trasformazione dei mercati energetici. Eni ha impostato il proprio piano d'azione, in risposta alle crescenti complessità dell'ambiente competitivo con una forte crescita nell'upstream e con un'attenta politica di gestione dell'attuale fase di difficoltà del downstream europeo, valutando opportunità di crescita selettiva e sostenibile nei mercati extraeuropei.

Le sfide industriali

Scoprire nuove riserve: accesso al potenziale esplorativo emergente e al nuovo greggio/gas non convenzionale (shale gas/tight oil)

L'industria ha ulteriormente accentuato la propria esplorazione di frontiera alla ricerca di grandi potenziali in bacini difficili e poco esplorati. La rivoluzione energetica causata dallo sviluppo delle tecniche di produzione dello shale gas si è estesa anche al mondo del petrolio (tight oil) determinando una sorprendente crescita produttiva nella regione petrolifera più matura, l'onshore USA. Su queste nuove tematiche si è concentrato l'interesse dell'industria per assicurarsi il miglior posizionamento competitivo anche in bacini fuori dagli USA.

Sviluppare, gestire e conservare le riserve

L'industria ha evidenziato una performance deludente nel "project delivery", mentre è diventata sempre più complessa l'attività di mitigazione del naturale esaurimento dei giacimenti.

Aumento del rischio di blow out considerato il ruolo crescente del petrolio "difficile", localizzato in aree remote e che richiede l'applicazione di tecnologie complesse per la sua produzione. Aumento del rischio politico per la concentrazione delle risorse in Paesi politicamente meno stabili di quelli OECD. L'evoluzione del contesto geopolitico obbliga tutti gli attori coinvolti a ripensare al tipo di relazioni intessute con le autorità e le comunità locali, che devono rimanere improntate a una collaborazione di lungo periodo.

Dinamismo delle economie emergenti e la collaborazione con le NOCs dei Paesi consumatori e produttori

Le prospettive di crescita delle economie emergenti rimangono positive e il maggior fabbisogno di petrolio e gas si concentrerà in queste aree. Ciò si riflette nel ruolo da protagonista a livello internazionale assunto dalle compagnie petrolifere (NOCs) dei grandi Paesi consumatori, attraverso le importanti acquisizioni e la sottoscrizione di accordi di collaborazione con i Paesi produttori. Questo ha sottoposto gli attori dell'industria energetica alla necessità di rivedere gli strumenti di accordo e cooperazione con le NOCs, trovando nuove formule di relazione.

Crescente pressione competitiva e regolatoria sul sistema energetico europeo

La crisi economica europea ha accentuato il processo di riduzione dei consumi di gas e prodotti petroliferi in un contesto già sotto pressione per oversupply e liquidità gas, sovraccapacità produttiva nella raffinazione e accresciuta concorrenza nel mercato del gas. I regolatori puntano alla maggiore apertura e liquidità dei mercati e all'indicizzazione spot nelle tariffe tutelate del gas. Rischio take-or-pay (TOP).

Richieste crescenti rispetto ad una conduzione sostenibile del business

È prioritario l'impegno di garantire la sicurezza dei propri dipendenti, di minimizzare il consumo di risorse naturali nelle operazioni attraverso l'utilizzo di processi meno energy-intensive e water intensive, e di ridurre le emissioni di gas serra. Pressione per una conduzione del business trasparente e nel rispetto dei più elevati standard etici.

Le risposte di Eni

- Crescita nell'esplorazione conventional, con rilevanti scoperte in Mozambico, Ghana e nell'Artico norvegese;
- Rafforzamento del portafoglio non convenzionale sui temi shale/tight gas in Europa, Pakistan, Algeria e Cina; opportunità nel CBM in Indonesia e tar sand nel Congo;
- Valutazione opzioni posizionamento su temi shale oil;
- Sviluppo di tecnologie per esplorare le aree di frontiera e difficili.

- Aumento produzione operata;
- Maggiore presidio attività di costruzione e commissioning;
- Punti di forza Eni nella produzione e manutenzione e nella gestione del reservoir;
- Asset integrity, procedure di eccellenza, sicurezza delle persone;
- Modello di cooperazione con gli Stati detentori delle riserve.

- Consolidamento delle partnership con NOCs asiatiche (Kogas, CNPC);
- Nuovi accordi nel downstream in aree emergenti, quali Malesia e Corea del Sud.

- Rinegoziazione dei contratti a lungo termine con i fornitori di gas in Europa;
- Mitigazione rischio TOP;
- Sviluppo dei mercati esteri del gas e del LNG;
- Rilancio del programma di efficienza nei siti industriali europei;
- Selezione mirata di nuove iniziative in progetti di green refinery & biochemistry;
- Ritenzione e sviluppo del portafoglio clienti.

- Sviluppo di tecnologie per minimizzare gli impatti ambientali e il consumo idrico;
- Attenzione agli impatti sociali e di sviluppo economico nei contesti operativi;
- Adozione di procedure anti-corruzione, codice etico;
- Framework di governance.

Risultati

Risorse scoperte

3,64 miliardi di boe

Tasso di crescita delle produzioni

+7%

Produzione operata (100%)

2,9 milioni di boe/giorno

Dipendenti all'estero

51.034

Rinegoziazione dei contratti
Benefici di price revision

Esposizione TOP

Ridotto Minimum Take con rinegoziazioni

Efficienza nella raffinazione

circa **€150** milioni

Emissioni di gas serra

0,225 ton CO₂ eq/tep prodotto

Oil spill da incidenti

3,3 boe/mln boe prodotto

Obiettivi al 2016

1 miliardo di boe/anno

>4% m.a.

5,2 milioni di boe/giorno

+15%

Rinegoziazione dei contratti
Rinegoziare il portafoglio gas
Incremento indicizzazione spot

Contenere il rischio finanziario TOP

€200 milioni

-30% rispetto al valore del 2010

2,4 boe/mln boe prodotto

definire le strategie per cogliere le opportunità del mondo dell'energia



La nostra strategia

La strategia Eni nel quadriennio 2013-2016 conferma le priorità di crescita nell'upstream, il recupero di redditività nel downstream gas e il miglioramento dell'efficienza nel downstream oil, nella chimica e nei servizi generali di supporto al business, nonché la leadership globale nell'ingegneria e costruzioni nei segmenti tecnologicamente più avanzati e innovativi. A seguito del deconsolidamento di Snam, Eni evidenzia una struttura finanziaria più flessibile e un modello di business sempre più orientato all'attività upstream. Le risorse finanziarie generate dalla gestione industriale e di portafoglio nel prossimo quadriennio consentiranno il finanziamento della rilevante manovra di investimento tesa a sostenere la crescita di lungo periodo (€56,8 miliardi), la remunerazione degli azionisti, nonché l'ulteriore rafforzamento della struttura finanziaria.

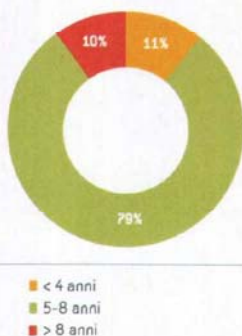
Operatorship - produzioni equity
(migliaia di boe/giorno)



Nel settore **Exploration & Production** si conferma la strategia di crescita organica, il focus sull'attività esplorativa e il rimpiazzo delle riserve, ritenuti i principali driver di creazione del valore. Il tasso di crescita medio delle produzioni è atteso superiore al 4% nel periodo 2013-2016 e conferma l'obiettivo precedentemente dichiarato. La crescita sarà sostenuta dallo sviluppo in aree core (Nord Africa, Africa Sub-Sahariana, Venezuela, Barents Sea, Yamal Penisola, Kazakhstan, Iraq, Far East) con la possibilità di sfruttare i vantaggi legati a un'approfondita conoscenza geologica delle zone, alle significative sinergie tecnico-produttive e alle consolidate relazioni con i Paesi produttori. Il fattore più rilevante per la crescita produttiva è rappresentato dagli start-up che per oltre il 90% sono riferiti a progetti già sanzionati o che saranno oggetto di sanzionamento entro il 2013.

La sostenibilità della crescita nel lungo termine sarà garantita dall'elevato impegno nell'esplorazione, attraverso il bilanciamento dell'attività tra iniziative in bacini noti e aree di frontiera ad alto potenziale con investimenti esplorativi per €5,5 miliardi nel quadriennio. Ulteriore leva a sostegno della crescita produttiva è l'innovazione tecnologica volta allo sviluppo di tecnologie di perforazione applicabili in ambienti estremi e alla valorizzazione delle riserve gas; nel quadriennio 2013-2016 si prevede una spesa in ricerca ed innovazione tecnologica di oltre €400 milioni (su un totale Eni di €1,1 miliardi).

Time-to-market (scoperte 2008-12)



La crescita sarà associata all'aumento della redditività e alla gestione dei rischi, attraverso la minimizzazione del time-to-market (circa il 90% delle risorse scoperte nel periodo 2008-2012 sarà portato in produzione entro 8 anni dalla scoperta) e il mantenimento di un elevato livello di operatorship per garantire il controllo diretto su tempi e costi di sviluppo e sulla gestione operativa. Il rischio "ritardo" nel completamento dei progetti richiederà (i) maggiore presenza diretta nelle fasi di ingegneria di dettaglio e project management anche attraverso il potenziamento degli organici e il ridispiegamento in altri siti delle competenze interne disponibili e una maggiore supervisione sulle attività di costruzione e avvio in sito; (ii) maggiore standardizzazione e modularità nelle specifiche di appalto di impianti e attrezzature critiche, migliore programmazione della supply chain e ottimizzazione del flusso ordini.

L'attività upstream di Eni nel prossimo quadriennio rimarrà esposta ad una forte presenza in Paesi non OECD e a progetti in contesti remoti e difficili anche da un punto di vista ambientale (Artide, Golfo del Messico, deep offshore, ecc.). Tali rischi saranno mitigati dalla di-