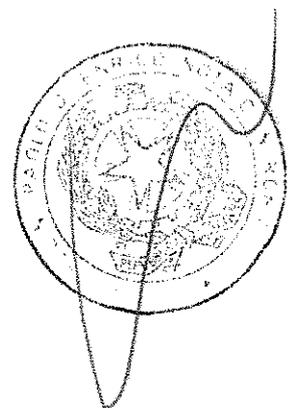
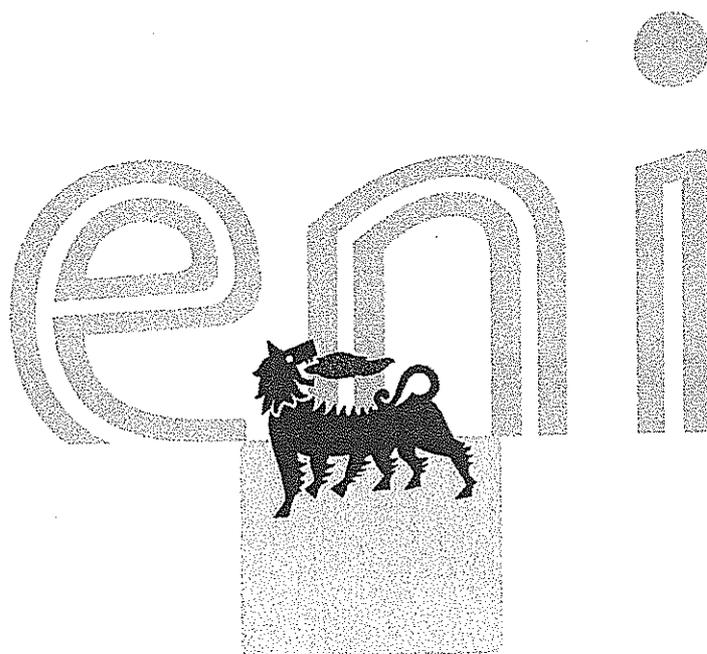


80136/399

ALLEGATO "E"  
ROGITO 20990



Relazione Finanziaria Annuale 2013

## Missione

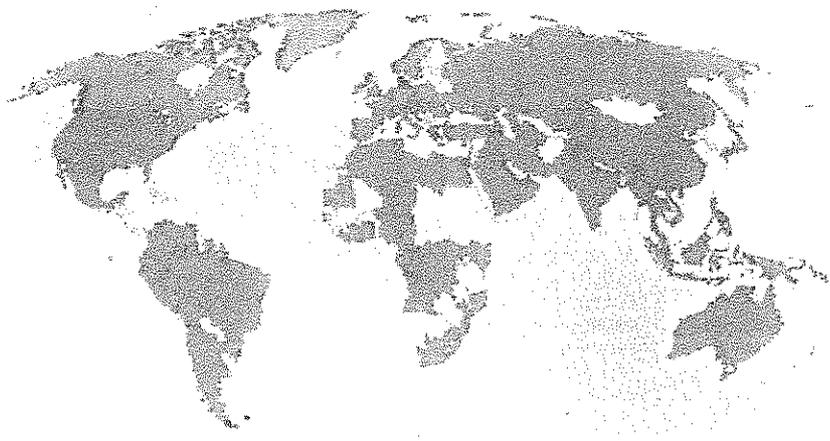
Siamo un'impresa integrata nell'energia,  
impegnata a crescere nell'attività di ricerca,  
produzione, trasporto, trasformazione  
e commercializzazione di petrolio e gas naturale.

Tutti gli uomini e le donne di Eni hanno una passione  
per le sfide, il miglioramento continuo, l'eccellenza  
e attribuiscono un valore fondamentale alla persona,  
all'ambiente e all'integrità.

# la presenza eni nel mondo

80136/401

Eni è un'impresa integrata che opera in tutta la filiera dell'energia ed è presente con circa 82.300 dipendenti in 85 Paesi del mondo.



- Exploration & Production
- Gas & Power
- Refining & Marketing
- Versalis
- Ingegneria & Costruzioni

## Europa

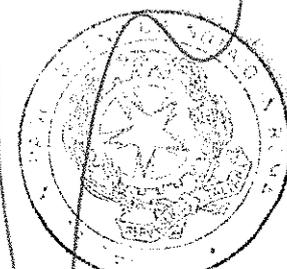


Austria	●●●	Polonia	●●●
Belgio	●●●	Portogallo	●
Cipro	●	Regno Unito	●●●●●
Croazia	●●	Repubblica Ceca	●●
Danimarca	●●	Repubblica Slovacca	●●
Francia	●●●●	Romania	●●●●
Germania	●●●	Slovenia	●●
Grecia	●●●	Spagna	●●●●
Irlanda	●	Svezia	●●
Italia	●●●●	Svizzera	●●●●
Lussemburgo	●●	Turchia	●●
Malta	●	Ucraina	●●
Norvegia	●●	Ungheria	●●●
Paesi Bassi	●●●●●		

## Africa



Algeria	●●	Repubblica Democratica del Congo	●
Angola	●●	Sudafrica	●
Camerun	●	Togo	●●
Congo	●●	Tunisia	●●●
Egitto	●●●	Uganda	●
Gabon	●●●		
Ghana	●●●		
Kenia	●		
Liberia	●		
Libia	●●●		
Marocco	●		
Mauritania	●		
Mozambico	●●		
Nigeria	●●		



### Disclaimer

La relazione finanziaria non contiene proiezioni o dichiarazioni previsionali (forward looking statements) in particolare nella sezione "Bilancio e prospettive della gestione" relative a: piani di investimento, dividendi, buy back, allocazione del flusso di cassa, fiscal general, della gestione, evoluzione e della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzioni dei progetti. I forward looking statements hanno per loro natura una componente di rischio e di incertezza perché dipendono dai verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati ottenuti potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori. In cui: l'ovvio effetto di nuovi investimenti di petrolio e di gas naturali; la capacità del management nell'esecuzione e dei piani industriali e il successo di operazioni commerciali; l'evoluzione futura della domanda di petrolio e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti



**persone**  
**82.289** (68% all'estero)  
(numero)



**produzione idrocarburi**  
**1,619** (89% all'estero)  
(miliardi barili/giorno)



**procurato**  
**€32,8** (67% all'estero)  
(miliardi)



**investimenti tecnici**  
**€12,75** (84% all'estero)  
(miliardi)



**ricavi**  
**€114,72** (72% all'estero)  
(miliardi)

### Americhe

Argentina ●●  
Bolivia ●  
Brasile ●  
Canada ●●  
Colombia ●  
Ecuador ●●●  
Groenlandia ●  
Messico ●

Perù ●  
Stati Uniti ●●●●  
Suriname ●  
Trinidad & Tobago ●  
Venezuela ●●●

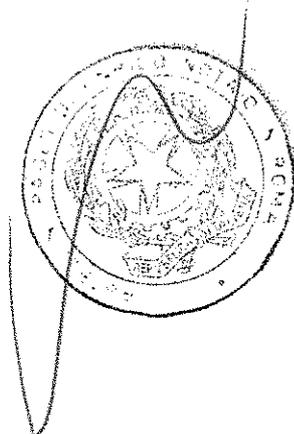
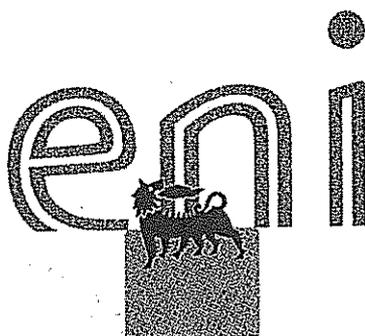
### Asia e Oceania

Arabia Saudita ●●  
Australia ●●  
Azerbaijan ●  
Cina ●●●●  
Emirati Arabi Uniti ●  
Filippine ●  
Giappone ●●  
India ●●  
Indonesia ●●  
Iran ●  
Iraq ●●  
Kazakhstan ●●  
Kuwait ●  
Malesia ●

Myanmar ●  
Oman ●  
Pakistan ●●  
Papua Nuova Guinea ●●  
Qatar ●  
Russia ●●●●  
Singapore ●●●  
Tailandia ●  
Timor Leste ●  
Turkmenistan ●●  
Vietnam ●●  
Yemen ●

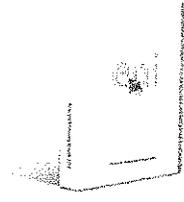
potenziali, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nella struttura della concorrenza e altri. Eni si riferisce a Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento.

80136/403



**PAGINA ANNULLATA**

- 4 Il nostro modello di business
- 6 Le attività Eni
- 8 Lettera agli azionisti
- 11 Profilo dell'anno
- 16 Il contesto competitivo
- 18 La nostra strategia
- 22 Risk Management
- 26 Governance



Bilancio integrato

La Relazione Finanziaria Annuale 2013 costituisce il bilancio integrato Eni redatto sulla base dei principi contenuti nell'International Framework pubblicato dall'International Integrated Reporting Council (IIRC). Tale report ha l'obiettivo di rappresentare le performance finanziarie e di sostenibilità, evidenziando le connessioni esistenti tra il contesto competitivo, la strategia del Gruppo, il modello di business, la gestione integrata dei rischi e l'adozione di un sistema rigoroso di corporate governance. Dal 2011 Eni partecipa all'iniziativa dell'IIRC, Pilot Programme, finalizzata alla definizione di un framework internazionale sul reporting integrato.

Relazione e bilancio consolidato

Andamento operativo

- 30 Exploration & Production
- 45 Gas & Power
- 50 Refining & Marketing
- 56 Versalis
- 59 Ingegneria & Costruzioni

Commento ai risultati e altre informazioni

- 63 Commento ai risultati economico-finanziari
- 63 Conto economico
- 82 Stato patrimoniale riclassificato
- 85 Rendiconto finanziario riclassificato
- 90 Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA
- 99 Fattori di rischio e incertezza
- 108 Evoluzione prevedibile della gestione
- 109 Altre informazioni
- 112 Glossario

Bilancio consolidato

- 116 Schemi di bilancio
- 124 Note al bilancio consolidato
- 213 Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC
- 229 Consolidato di sostenibilità
- 263 Attestazione del management
- 264 Relazione della Società di revisione
- 266 Independent Assurance Report

Bilancio di esercizio di Eni SpA

- 270 Schemi di bilancio
- 276 Note al bilancio di esercizio
- 338 Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti
- 339 Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/98 e dell'art. 2429, comma 3, c.c.
- 343 Attestazione del management
- 344 Relazione della Società di revisione
- 346 Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti



Allegati

- 348 Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2013
- 346 Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2013
- 384 Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio
- 385 Allegato alle note del bilancio di esercizio
- 385 Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA
- 394 Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione

# il nostro modello di business

Il modello di business di Eni è volto alla creazione di valore di lungo termine attraverso il conseguimento degli obiettivi di redditività e di crescita, l'efficienza e la prevenzione e gestione dei rischi di business, tenendo in costante considerazione gli interessi di tutti i propri stakeholder.

I principali capitali impiegati da Eni (finanziario, manifatturiero, intellettuale, naturale, umano, sociale e relazionale) sono stati classificati secondo i principi contenuti nel "The International IR Framework" pubblicato dall'International Integrated Reporting Council (IIRC). I solidi risultati finanziari e di sostenibilità conseguiti

nell'anno sono il frutto dell'utilizzo responsabile ed efficiente dei capitali, che si traduce nell'eccellenza operativa, nell'affidabilità degli impianti, nel controllo del rischio operativo, nell'attenzione alla salute, alla sicurezza e all'ambiente.

Di seguito si riporta la mappatura dei principali capitali utilizzati da Eni e le azioni che incidono positivamente sulla loro qualità e disponibilità. Al tempo stesso, sono evidenziati i benefici per l'azienda e per gli stakeholder esterni che derivano dal loro impiego e dalle relative connessioni. I risultati associati a ciascuna delle forme di capitale sono disponibili nel Bilancio Consolidato e nel Consolidato di Sostenibilità.

Quali sono le nostre linee guida strategiche?

## linee guida strategiche

- » crescita profittevole
- » selezione progetti di investimento
- » focus sulle aree strategiche
- » partnership con i paesi detentori di riserve
- » riduzione del time to market
- » operatorship
- » rinegoziazione contratti gas
- » leadership nel mercato europeo del gas
- » riduzione di capacità nel business commodity
- » valorizzazione della flessibilità degli asset
- » focalizzazione sui clienti e segmenti a premio di nicchia

## risk management integrato

Modello di gestione del rischio integrato

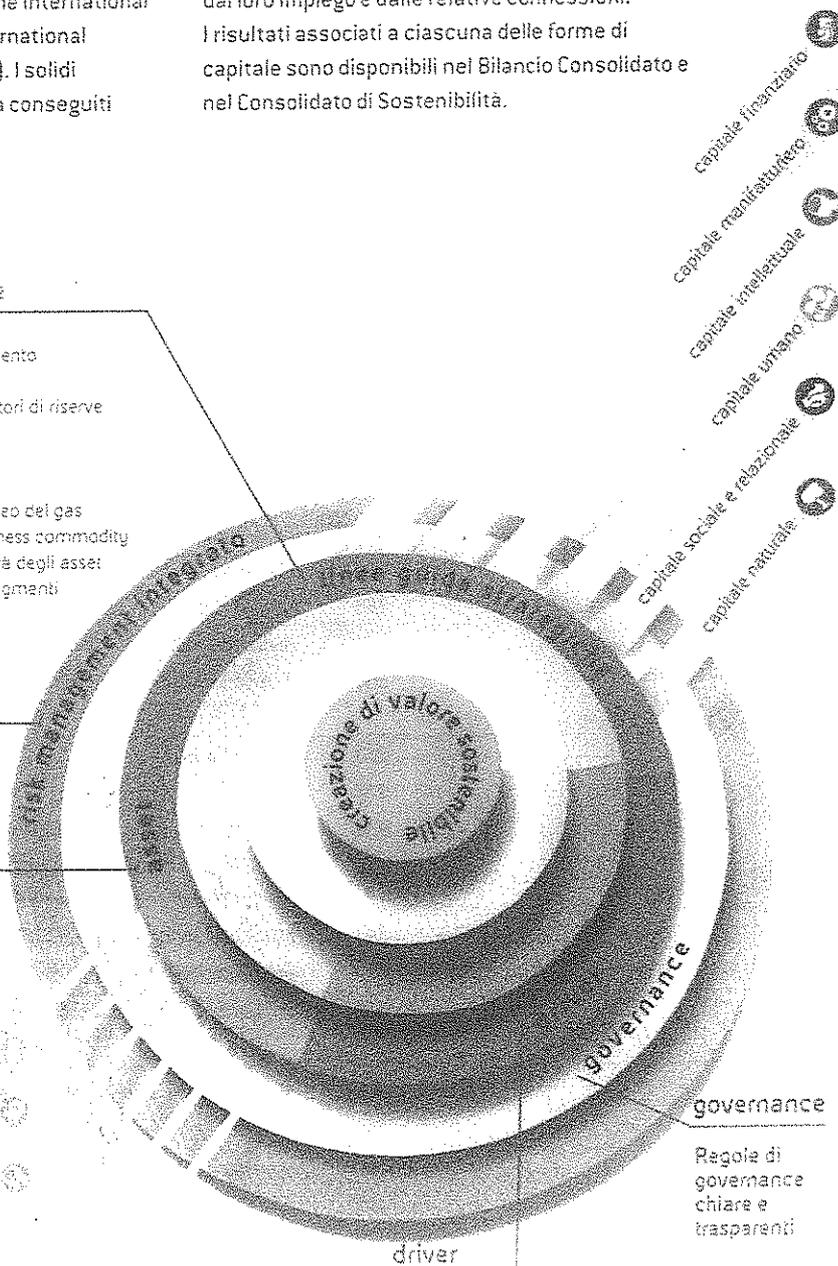
Quali sono gli asset distintivi che ci permettono di generare valore sostenibile?

51393

- » solida resource base
- » progetti giant
- » portafoglio esplorativo ad alto potenziale
- » struttura di costo competitiva
- » portafoglio di approvvigionamento di gas diversificato
- » ampia base clienti internazionale
- » efficienza impiantistica
- » brand eni

Quali driver caratterizzano il nostro modo di operare?

- » cooperazione per lo sviluppo dei Paesi di presenza
- » integrazione delle attività lungo tutta la filiera energetica
- » eccellenza nella conduzione della core business
- » innovazione nella ricerca e sviluppo commodity
- » inclusione delle persone e la promozione dell'equità e della trasparenza nella gestione del business



## stock di capitale

- Struttura Finanziaria
- Riserve di liquidità

- Impianti onshore e offshore
- Impianti di trasporto degli idrocarburi e di stoccaggio
- Impianti di liquefazione
- Impianti di raffinazione
- Reti di distribuzione
- Impianti termoelettrici
- Impianti chimici
- Edifici e altre immobilizzazioni

- Tecnologie applicate e brevetti
- Sistema normativo interno
- Sistema di corporate governance
- Gestione integrata del rischio
- Sistemi di gestione e di controllo
- Knowledge management
- ICT (Green data Center)

- Salute e sicurezza persone
- Competenze e conoscenze
- Esperienze
- Motivazione
- Diversità (di genere, di età, geografica)
- Cultura Eni

- Relazioni con gli stakeholder (istituzioni, governi, comunità, associazioni, clienti, fornitori, partner industriali, ONG, università, sindacati)
- Brand Eni

- Riserve di idrocarburi (petrolio e gas)
- Acqua
- Biodiversità ed ecosistemi
- Aria
- Suolo

## principali azioni

- Flusso di cassa della gestione
- Finanziamenti bancari
- Presiti obbligazionari
- Mantenimento liquidità strategica
- Politiche di hedging
- Dividendi
- Buyback
- Monitoraggio investimento in circolante

- Upgrade tecnologico
- Upgrade dei processi
- Investimenti in business nuovi (bioraffinazione, Chimica Verde, car sharing)
- Investimenti di mantenimento e sviluppo
- Estensione delle certificazioni (ISO14001, ISO50001, EMAS, ecc.)

- Investimenti R&S
- Partnership con centri di eccellenza
- Sviluppo di tecnologie proprietarie e gestione brevetti
- Applicazione procedure e sistemi
- Audit

- Gestione sicurezza sul lavoro
- Selezione, formazione e training on the job
- Promozione dei diritti umani
- Coinvolgimento dipendenti
- Knowledge management
- Welfare aziendale
- Valorizzazione della diversità
- Sviluppo del potenziale e sistema di remunerazione meritocratico

- Stakeholder engagement
- MoU con governi e autorità locali
- Progetti di sviluppo locale e di Local Content
- Partnership strategiche
- Partecipazione attiva al dibattito internazionale
- Sviluppo programmi di ricerca e di formazione
- Concertazione sindacale
- Attenzione alla qualità del servizio
- Brand management

- Esplorazione, produzione, trasporto, raffinazione e distribuzione idrocarburi
- Investimenti in nuovi business (bioraffinazione, Chimica Verde, car sharing)
- Investimenti in upgrade tecnologico e di processo
- Attività di bonifica

## creazione di valore per l'azienda

- Operatività del business
- Riduzione costo del capitale
- Riduzione del circolante
- Ottimizzazione leva finanziaria
- Opportunità M&A
- Protezione da volatilità mercati
- Merito creditizio

- Ritorni economici
- Ampliamento portafoglio asset
- Aumento del valore degli asset
- Riduzione rischio operativo
- Efficienza (energetica e produttiva)
- Reputazione

- Vantaggio competitivo
- Riduzione rischi
- Trasparenza
- Produttività
- Licenza di operare
- Accettabilità degli stakeholder

- Produttività
- Efficienza
- Competitività
- Innovazione
- Riduzione rischi
- Reputazione
- Talent attraction

- Operational & social licence
- Riduzione time to market
- Riduzione rischio Paese
- Quote di mercato
- Allineamento con best practice internazionali
- Reputazione
- Vantaggio competitivo
- Affidabilità dei fornitori
- Fidelizzazione clienti

- Crescita delle riserve idrocarburi
- Riduzione costi operativi
- Riduzione rischi operativi (asset integrity)
- Reputazione
- Licenza di operare
- Accettabilità degli stakeholder

## creazione di valore per l'esterno

- Rendimenti
- Apprezzamento del titolo
- Crescita socio economica dei Paesi
- Indotto locale

## capitale finanziario



- Disponibilità di fonti energetiche e prodotti green
- Occupazione
- Indotto locale
- Contenimento emissioni ed uso responsabile delle risorse

## capitale manifatturiero



- Riduzione impatti ambientali e sociali
- Trasferimento delle migliori tecnologie e della competenze nei Paesi
- Contributo alla lotta alla corruzione nei Paesi
- Prodotti green

## capitale intellettuale



- Creazione e mantenimento di posti lavoro
- Qualità della vita (persone Eni e comunità locali)
- Crescita e trasferimento delle competenze

## capitale umano



- Sviluppo socio-economico locale
- Soddisfazione clienti e fornitori
- Condivisione competenze con territori e comunità
- Soddisfazione e incentivazione delle persone
- Tutela diritti lavoratori

## capitale sociale e relazionale



- Riduzione del Gas Flared
- Riduzione Oil spills e blowout
- Conservazione della Biodiversità
- Prodotti green
- Contenimento prelievi idrici (rainiezione e riciclo acqua)
- Efficienza Energetica

## capitale naturale



# le attività eni

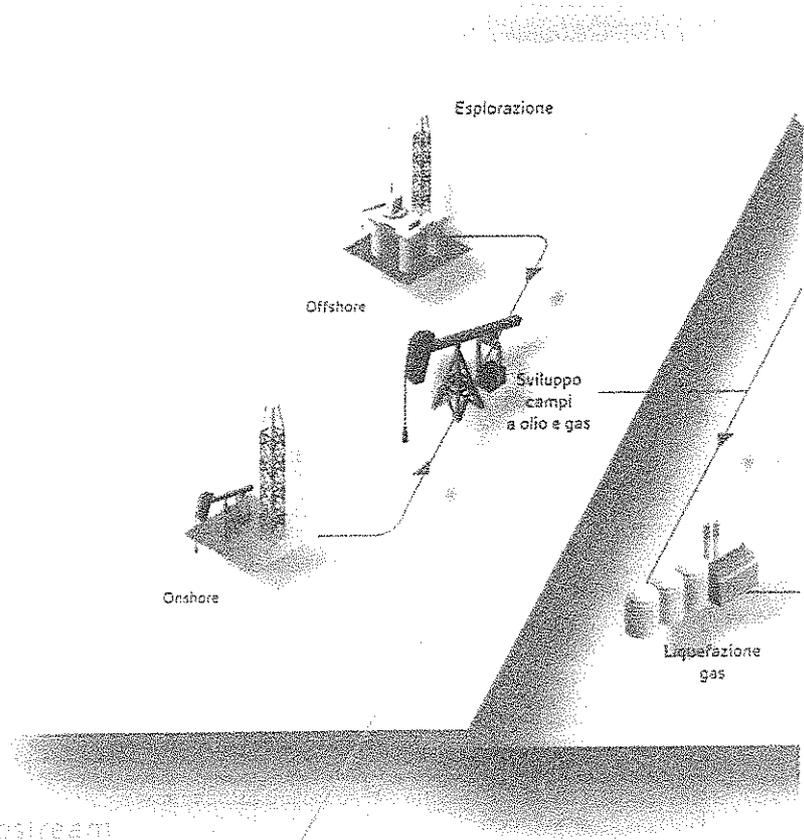
www.eni.it

L'eccellenza del portafoglio di asset petroliferi convenzionali e a costi competitivi e la solidità della base risorse con opzioni di monetizzazione anticipata garantiscono una robusta generazione di valore dell'attività upstream Eni.

L'integrazione verticale data dalla forte presenza nel mercato del gas e del gnl e dalle competenze nella raffinazione e nella chimica consentono di cogliere sinergie e di perseguire opportunità e progetti congiunti nel mercato.

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, nel rispetto dei Paesi in cui opera e delle persone che lavorano in e con Eni.

Il nostro modo di operare fondato sull'eccellenza operativa, l'attenzione alla salute, alla sicurezza e all'ambiente è volto alla prevenzione e alla riduzione dei rischi operativi.



## Upstream

Eni è attiva nell'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale in 42 Paesi. Il settore Ingegneria & Costruzioni realizza impianti e infrastrutture chiavi in mano onshore e offshore e fornisce servizi di perforazione all'industria Oil & Gas.

## Capitale finanziario

- Utile netto **+23% vs 2012**
- Divendi pagati **€3,95 mld**
- Flusso di cassa da attività operativa **€10,97 mld**
- Leverage **0,25**
- Avviato programma di riacquisto azioni proprie

## Capitale manifatturiero

- Riserve di idrocarburi **6,54 mld boe**
- Investimenti tecnici 2013 **€12,75 mld**
- Piano investimenti 2014-17 **€54 mld**
- 26 progetti di sviluppo** delle riserve in avvio entro il 2017
- Avvio bio-refinery Venezia e progetto Chimica Verde Porto Torres

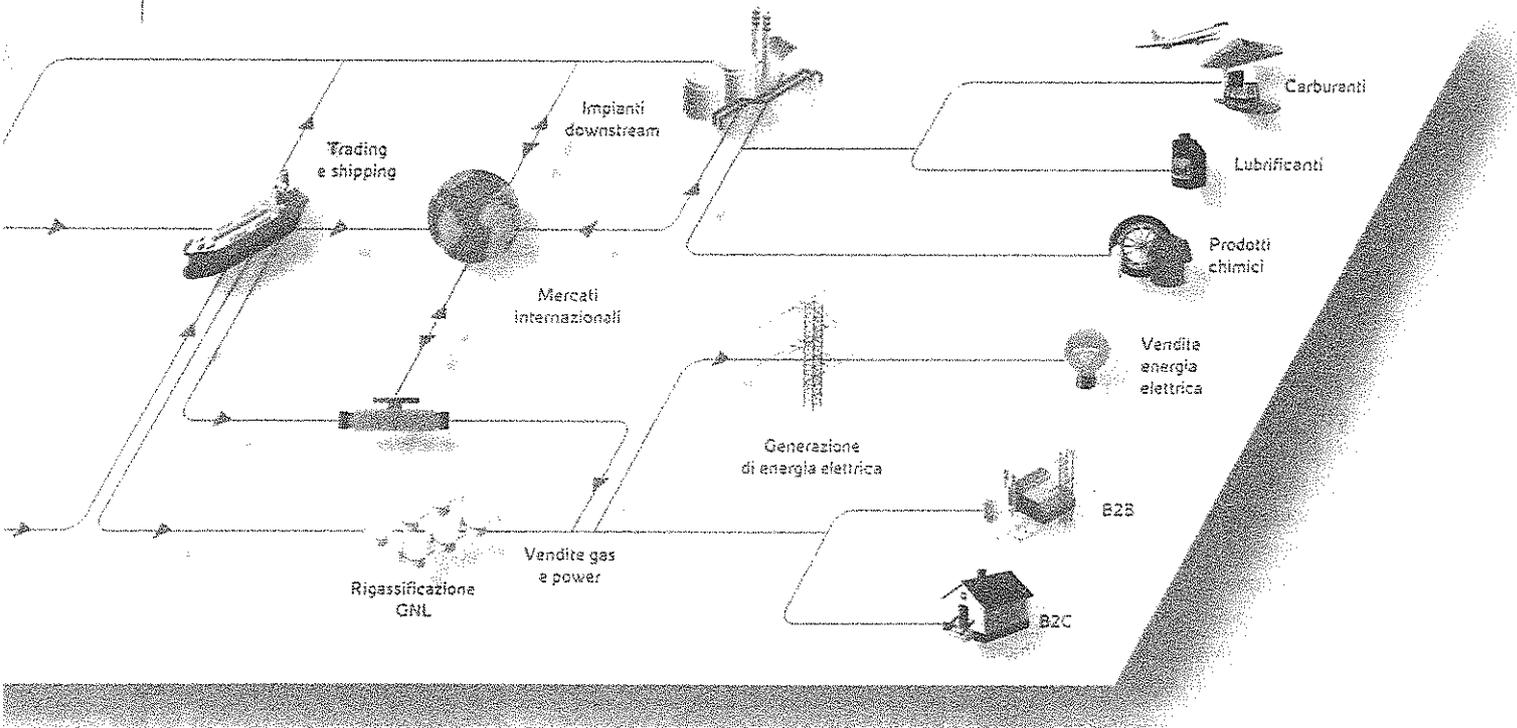
## Capitale intellettuale

- Spese in R&S **€197 mln** (al netto dei costi generali ed amministrativi)
- Valore generato da R&S **€937 mln**
- Brevetti in vita (n.) **9.427**
- Avvio Green Data Center
- Partnership con MIT

mid - downstream

Attraverso raffinerie di proprietà e impianti chimici processa greggi e cariche petrolifere per la produzione di carburanti, lubrificanti e prodotti chimici venduti all'ingrosso o tramite reti di

distribuzione e distributori. Eni è attiva nell'approvvigionamento, fornitura, trading e trasporto di olio, gas naturale, GNL, energia elettrica, carburanti e prodotti chimici.



**Capitale umano**

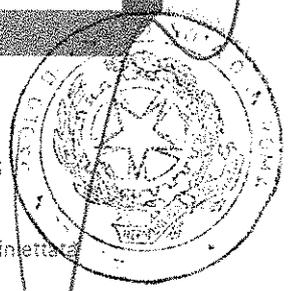
- Dipendenti **+5,7% vs 2012**
- Dipendenti donne **16,5%**
- Dipendenti locali **52,4%**
- Infortuni (n.) **-32% vs 2012**
- Spese in formazione **€75,9 mln**

**Capitale sociale e relazionale**

- Spese per il territorio **€101 mln**
- Fornitori utilizzati (n.) **34.848**
- Procurato totale **€33 mld**
- Quota di mercato Rete Italia **27,5%**
- Stipulate partnership strategiche a livello nazionale e internazionale

**Capitale naturale**

- Oli spill operativi **-49,4% vs 2012**
- Emissioni dirette di GHG **-9,9% vs 2012**
- Acqua di formazione re-iniettata **55%**
- Emissioni di CO<sub>2</sub>eq da flaring **-10,4% vs 2012**
- % di riutilizzo dell'acqua dolce **79,9%**



## lettera agli azionisti

Nel 2013 Eni ha affrontato un anno difficile in tutti i settori di business.

Nell'upstream, la produzione d'idrocarburi ha subito forti riduzioni in Libia e, in minor misura, in Nigeria ed Algeria a causa di tensioni sociali, di conflitti interni ed altri fenomeni riconducibili a fattori di rischio geopolitico. Nel mid-downstream la crisi economica e la competizione di altre fonti energetiche hanno determinato un'ulteriore caduta della domanda di gas e carburanti, in particolare in Italia. Infine, Saipem ha registrato un forte calo di profittabilità nel 2013 per il peggioramento del valore di alcune commesse.

Nonostante questi straordinari fattori negativi, Eni ha conseguito nel 2013 risultati operativi e finanziari solidi facendo leva sulla forza del portafoglio e sui processi di turnaround in corso nei business mid-downstream.

La generazione di cassa è stata robusta grazie alla produzione E&P che ha realizzato un cash flow medio di 30 dollari/barile, nonostante i minori introiti nei paesi penalizzati dagli eventi geopolitici. Le azioni di ottimizzazione in atto in G&P, R&M e nella Chimica hanno migliorato la posizione di cassa di oltre €2 miliardi. Infine, grazie alla flessibilità assicurata da un portafoglio di opportunità sempre più ampio grazie ai recenti risultati esplorativi, Eni ha potuto monetizzare una quota del 20% della scoperta in Mozambico per €3,4 miliardi e cedere la

partecipazione negli asset siberiani di Artigas, con un incasso di €2,2 miliardi avvenuto nel gennaio 2014, senza intaccare le prospettive di crescita futura. Gli investimenti hanno mantenuto nell'anno un profilo costante, in linea con il trend avviato dal 2009 di attenta selezione dei progetti.

In un anno davvero difficile, Eni ha realizzato un utile netto in crescita del 23% sul 2012 e mantenuto il proprio indebitamento costante.

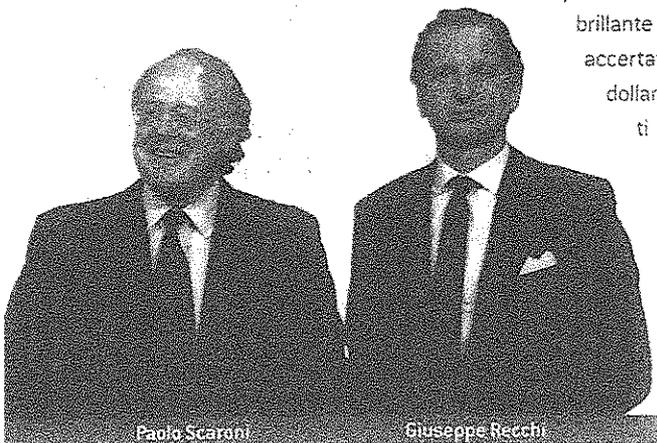
Grazie alla solidità finanziaria e alle prospettive di evoluzione del business, Eni ha deciso di incrementare la politica di distribuzione con un dividendo aumentato di circa il 2% e l'avvio del programma di riacquisto di azioni proprie.

In definitiva, a conclusione del triennio, consegniamo ai nostri azionisti un'azienda sempre più focalizzata nell'upstream, con eccellenti prospettive di redditività e di generazione di cassa grazie ad un portafoglio di progetti e riserve tale da consentire anche opzioni di monetizzazione anticipata e con una chiara strategia di ristrutturazione del business mid e downstream. Dal punto di vista patrimoniale la società è più forte con debiti netti dimezzati rispetto a tre anni fa.

L'esplorazione è la base della nostra strategia upstream. In quest'attività Eni continua a conseguire risultati al top dall'industria: dal 2008 sono stati scoperti 9,5 miliardi di barili, pari a 2,5 volte la produzione del periodo. Anche il 2013 è stato un anno brillante con 1,8 miliardi di nuove risorse accertate al costo competitivo di 1,2 dollari/barile. I principali ritrovamenti sono stati Agulha e l'appraisal di Mamba e Coral nell'Area 4 in Mozambico, nella quale stimiamo un potenziale fino a 2.650 miliardi di metri cubi di gas in loco, Nenè Marine in Congo che ha aperto un nuovo play ad olio di grande potenziale, l'appraisal di Sankofa nell'offshore del Ghana, Norvegia, Australia,

Pakistan ed Egitto. Il successo nell'esplorazione, frutto delle competenze interne e della nostra organizzazione, è la caratteristica che maggiormente distingue Eni fra le grandi compagnie petrolifere internazionali. Nel prossimo quadriennio ci poniamo obiettivi esplorativi sempre più sfidanti, con un'attenzione particolare rivolta ai temi emergenti dell'Africa Sub-Sahariana, del Mare di Barents e dell'Asia del Pacifico. In Africa i nostri obiettivi sono i giacimenti presalini di Congo, Angola e Gabon, il completamento della campagna di appraisal in Mozambico e l'avvio dell'esplorazione nel bacino Lamu in Kenia. Nel Mare di Barents russo operiamo in joint venture con Rosneft che ha già avviato i rilievi sismografici in una regione a grande potenziale. Anche il Barents norvegese si conferma area straordinariamente promettente e, dopo lo start-up di Goliat atteso a fine 2014 e primo progetto ad olio della regione, prevediamo un rapido sviluppo delle recenti scoperte. Nel Pacifico intendiamo procedere con l'esplorazione in Vietnam e Myanmar e confermare il nostro impegno in Indonesia e Australia. Le altre aree di frontiera che intendiamo esplorare sono quelle russa e ucraina del Mar Nero, dove è già presente la scoperta di petrolio di Subbotina. Nell'offshore di Cipro abbiamo acquisito con il ruolo di operatore tre licenze esplorative nel promettente bacino di Levantine in prossimità d'importanti scoperte a gas. L'altro tema d'interesse strategico per la nostra esplorazione è la rivisitazione degli asset legacy ai quali stiamo applicando, con risultati sorprendenti, le competenze acquisite nella prospezione di frontiera. Un esempio al riguardo è rappresentato dalla straordinaria scoperta di Nenè nel permesso Marine XII, un blocco già fortemente esplorato nel quale abbiamo individuato grazie ai nuovi obiettivi esplorativi risorse in loco di 2,5 miliardi di barili.

Manteniamo inoltre il nostro impegno nel time-to-market delle risorse scoperte e adottiamo un approccio selettivo nella pianificazione delle singole fasi dei progetti. Nel prossimo quadriennio prevediamo 26



Paolo Scaroni

Amministratore Delegato  
e Direttore Generale

Giuseppe Recchi

Presidente

80136/40

principali avvisi di nuovi campi, in particolare Goliat nel Mare di Barents, il Blocco 15/06 West Hub in Angola, gli asset venezuelani a gas e olio pesante e Jangkrik in Indonesia, che nel 2017 contribuiranno con oltre 500 mila barili giorno al sostegno della crescita e del rimpiazzo delle produzioni mature. Il 70% di questi volumi è già sanzionato con costi e tempi di avanzamento dei relativi progetti in linea con i budget. Alla base di questi risultati è il nostro modello organizzativo che prevede la gestione diretta delle fasi d'ingegneria e un forte controllo delle attività di costruzione e di commissioning al fine di contenere al massimo il rischio di cost overrun. L'eccellenza operativa è l'altro driver della nostra organizzazione, in particolare nelle attività di perforazione e completamento dei pozzi.

Il 2013 è stato un anno record nel controllo del rischio operativo, della salute e della sicurezza con un indice di infortuni inferiore del 60% rispetto alla media degli ultimi sei anni e la conferma per il decimo anno consecutivo di assenza di incidenti di pozzo. Per il futuro ci poniamo obiettivi ancora più ambiziosi. Nel prossimo quadriennio investiremo in iniziative di formazione e know-how sulla prevenzione degli incidenti e degli infortuni sul lavoro, in nuove tecniche per l'uso razionale delle risorse sfruttando in modo ottimale l'acqua di produzione e contenendo le emissioni di gas serra grazie ai progetti di flaring down.

In definitiva nel 2013 la Divisione E&P, nonostante l'impatto dei fattori geopolitici, ha ottenuto risultati eccellenti e ha posto le basi per una nuova fase di crescita produttiva, che sosterrà la generazione di valore e di cassa.

Le divisioni G&P e R&M e la Chimica hanno intensificato le azioni di ristrutturazione in un contesto di mercato ancora difficile.

G&P è stata impegnata nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term sia per allineare il costo di fornitura ai prezzi di mercato, sia per ridurre i vincoli minimi di prelievo (take-or-pay) e assicurare maggiore flessibilità alle proprie politiche commerciali. La strategia negoziale è condotta secondo una logica di composizione degli interessi economici del

produttore e dell'acquirente nel rispetto del principio contrattuale che prevede un'equa ripartizione dei ritorni. Nel 2013 abbiamo rinegoziato le condizioni d'acquisto di circa l'85% dei nostri contratti di approvvigionamento di lungo termine. Tra il 2014 e il 2016 abbiamo l'obiettivo di finalizzare una nuova tornata di rinegoziazioni dalle quali ci attendiamo benefici sulla posizione di costo nell'ordine di €2 miliardi per anno. Sul fronte commerciale prevediamo di introdurre prodotti sempre più innovativi in linea con le esigenze dei grandi clienti, e di estrarre valore dai nostri asset fisici e contrattuali, superando il tradizionale modello di commercializzazione all'ingrosso. Nel segmento retail completeremo l'evoluzione del nostro ruolo da rivenditore di commodity a fornitore di servizi energetici a valore aggiunto puntando alla soddisfazione e fidelizzazione della clientela con un approccio "multipaese". Vantiamo un portafoglio di circa 10 milioni di clienti in tutta Europa che intendiamo difendere ed accrescere facendo leva sulla notorietà del marchio Eni, la qualità del servizio e l'innovazione. La struttura dei costi fissi sarà semplificata attraverso la riorganizzazione delle attività post vendita, la razionalizzazione della logistica e la semplificazione organizzativa. Nella Divisione R&M abbiamo ridotto la capacità di raffinazione del 13% dall'inizio della crisi e puntiamo a un ulteriore taglio del 22% nell'arco di piano. Oltre a questo, continueremo a essere selettivi negli investimenti, ad aumentare la flessibilità degli impianti, perseguendo nello stesso tempo la riduzione nei costi fissi e le azioni di risparmio energetico. Prevediamo di consolidare la presenza nel marketing di carburanti in Italia attraverso l'innovazione continua nei prodotti e nei servizi e con lo sviluppo del non oil. All'estero intendiamo focalizzare la presenza nei mercati in crescita, uscendo dalle aree marginali.

La nostra Chimica proseguirà il processo di riduzione di capacità nei business commodity, sempre più esposti alla competizione internazionale, di diversificazione nelle produzioni innovative di chimica verde e di espansione internazionale nei segmenti di mercato nei quali il know-how Eni costituisce un vantaggio competitivo. Nell'arco di

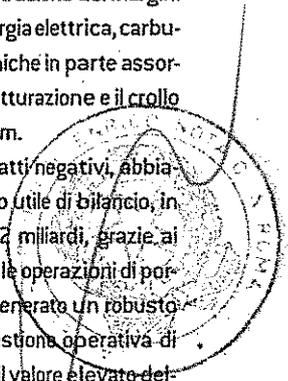
piano sono previste in avvio le produzioni di bio-chemicals presso i siti di Porto Torres e di Porto Marghera e le joint venture con primari operatori in Corea del Sud e Malesia nel settore degli elastomeri. La leva tecnologica è il driver del rilancio: citiamo in particolare le iniziative in collaborazione con Genomatica e Yulex per la produzione di elastomeri da coltivazioni naturali non food in luogo della tradizionale derivazione petrolifera.

Il 2013 è stato un anno difficile per Saipem a causa del rallentamento nell'acquisizione di nuovi ordini e di criticità sul valore di alcune grandi commesse. La società ha risposto con un rinnovato focus sulle attività esecutive, la riorganizzazione del business e l'adozione di una strategia commerciale selettiva. Il 2014 sarà ancora un anno di transizione con un ritorno alla profittabilità la cui entità dipenderà oltre che dalla velocità di acquisizione delle gare in corso, anche dall'efficace gestione operativa e commerciale dei contratti a bassa marginalità ancora presenti in portafoglio.

#### I risultati dell'anno

I risultati del 2013 riflettono le complessità dello scenario. L'utile operativo adjusted è stato di €12,62 miliardi e l'utile netto adjusted €4,43 miliardi in riduzione di circa un terzo rispetto ai corrispondenti valori del 2012. I driver di questo peggioramento sono stati i fattori geopolitici nell'E&P che hanno causato una perdita di produzione di circa 110 mila barili/giorno per un livello annuo di 1,619 milioni di boe/giorno (-5% rispetto al 2012), la contrazione dei margini sulle vendite di gas, energia elettrica, carburanti e commodity chimiche in parte assorbita dalle azioni di ristrutturazione e il crollo della redditività di Saipem.

Nonostante questi impatti negativi, abbiamo conseguito un solido utile di bilancio, in aumento del 23% a €5,2 miliardi, grazie ai plusvalori realizzati con le operazioni di portafoglio E&P. Abbiamo generato un robusto flusso di cassa della gestione operativa di €11 miliardi che riflette il valore elevato della produzione E&P, le azioni di turnaround nei business mid-downstream nonché la disciplina finanziaria nei progetti di investimento. Le dismissioni hanno contribuito al flusso di cassa per €6,4 miliardi relativi prin-



cialmente all'operazione Mozambico e allo smobilizzo delle partecipazioni finanziarie Snam e Galp. Tali flussi hanno consentito di finanziare investimenti tecnici di €12,75 miliardi in linea con il trend degli ultimi anni e €3,95 miliardi di dividendi agli azionisti, mantenendo costanti l'indebitamento finanziario netto e il leverage, rispettivamente a €15,4 miliardi e a 0,25.

Sulla base dei risultati conseguiti il Consiglio di Amministrazione propone all'Assemblea Ordinaria degli Azionisti la distribuzione di un dividendo di €1,10 per azione (€1,08 nel 2012).

#### La Corporate Governance

Il nostro impegno nel business non può prescindere da un sistema di "governance" solido e strutturato. Nel corso di questo mandato, abbiamo promosso molte iniziative per migliorare il nostro sistema interno e quello nazionale. Nel luglio 2011 abbiamo pubblicato 35 proposte per la "governance" nazionale, che sono state recepite per la maggior parte nelle raccomandazioni di autodisciplina del dicembre 2011. Nel 2013 il Presidente dell'Eni ha tenuto un ciclo di incontri in Europa e negli Stati Uniti con i "proxy advisors" e i principali investitori, approfondendo i temi più rilevanti di "governance". I riscontri sono stati positivi: oltre ad apprezzare l'iniziativa, i nostri interlocutori hanno evidenziato che la "corporate governance" di Eni è ben strutturata e fra le più valide in Italia. Soprattutto la trasparenza è stata valutata quale punto di forza della Società, con una qualità e completezza delle informazioni che le hanno permesso anche di essere premiata a livello mondiale per il proprio sito internet. Un pilastro fondamentale della "governance" di Eni è rappresentato dal modello di controllo interno e di gestione dei rischi, che la Società ha ulteriormente

rafforzato nel corso del 2013 attraverso la definizione di strumenti normativi volti ad assicurare l'efficacia e l'efficienza complessiva del sistema. In tale contesto, Eni ha sviluppato un sistema di "risk management" integrato idoneo ad assicurare la corretta individuazione, gestione e monitoraggio dei rischi, non solo strettamente industriali. In particolare, il sistema prevede che i principali rischi della Società siano sottoposti periodicamente all'esame del Consiglio di Amministrazione. Anche il modello di controllo interno e di gestione dei rischi ha ricevuto generale apprezzamento nell'ambito dei predetti incontri con "proxy advisors" e investitori istituzionali.

#### Strategie e obiettivi di medio termine

L'outlook 2014 è caratterizzato da una moderata ripresa economica globale sulla quale tuttavia pesano le incertezze relative alla debole crescita in Europa e ai rischi delle economie emergenti. Il prezzo del petrolio è previsto su valori sostenuti nel breve termine per effetto dei rischi geopolitici pur in un quadro di relativo bilanciamento di domanda e offerta. Per le finalità di pianificazione degli investimenti assumiamo un prezzo del Brent di 90 dollari/barile nel lungo termine. Lo scenario competitivo rimarrà sfidante a causa dell'accresciuto rischio Paese nell'upstream e del perdurare dei deboli fondamentali nei business più esposti al mercato europeo. In particolare sui mercati del gas e dei prodotti petroliferi in Italia non prevediamo alcun apprezzabile recupero della domanda, mentre l'azione della concorrenza e l'eccesso di offerta e di capacità eserciteranno ancora una forte pressione sui margini.

In questo scenario confermiamo la strategia di crescita a elevato valore nell'upstream e di ulteriore consolidamento e turnaround degli altri business.

Nella E&P traggiamo un tasso di crescita medio annuo delle produzioni pari al 3%, in linea con i nostri obiettivi di lungo termine, e la scoperta di 3,2 miliardi di boe di risorse esplorative, attraverso un piano di investimenti inferiore del 5% rispetto al piano precedente. La manovra quadriennale di Eni prevede uno spending di €54 miliardi, concentrato per l'83% nei progetti upstream.

Il focus operativo sarà rivolto all'avvio dei grandi progetti in portafoglio, alla riduzione del time-to-market e al riequilibrio del profilo di rischio dei paesi di presenza. L'entrata in produzione dei nuovi progetti con margini più remunerativi consentirà di espandere la generazione di cassa operativa del 5% annuo al nostro scenario.

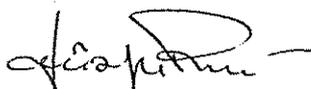
Nei business mid-downstream il completamento delle azioni di ristrutturazione garantirà la loro sostenibilità economica e finanziaria anche in uno scenario sfavorevole come quello che ha segnato il 2013, riportando a breakeven le nostre attività nell'orizzonte di piano.

In conclusione, anche supportati da un sistema di Corporate Governance di riconosciuto valore e in grado di assicurare processi decisionali efficaci, siamo certi che le strategie e le azioni definite ci consentiranno di ottenere una solida performance in tutti i nostri business facendo leva sulla crescita a elevato valore nella E&P e sul ritorno alla profittabilità dei business mid-downstream attraverso la rinegoziazione dei contratti, le riduzioni di capacità, e il focus nei segmenti a premio. Questi driver e la rifocalizzazione del portafoglio assicureranno una robusta generazione di cassa con un incremento del free cash flow del 13% medio annuo nell'arco di piano al nostro scenario di prezzo. Tali prospettive sono alla base della nostra politica di dividendi progressivamente in crescita e di prosecuzione del buyback.

17 marzo 2014

per il Consiglio di Amministrazione

Giuseppe Recchi  
Il Presidente



Paolo Scaroni  
L'Amministratore Delegato e Direttore Generale



# profilo dell'anno

80136/1412

**I risultati** Nel 2013 Eni ha conseguito risultati solidi in un mercato particolarmente difficile. La Divisione E&P, nonostante i problemi in Libia, Nigeria e Algeria ha confermato la sua capacità di generare profitti e cash flow elevati grazie alla leadership di costo e agli straordinari successi esplorativi. I business mid e downstream, penalizzati dalla crisi italiana ed europea, hanno rafforzato le azioni di ristrutturazione conseguendo un miglioramento della generazione di cassa di circa €2 miliardi. Infine la razionalizzazione del portafoglio, resa possibile dalle nuove scoperte, ha permesso una monetizzazione anticipata di risultato e di cassa. L'effetto complessivo di quanto realizzato ha consentito di registrare un utile netto in crescita del 23% rispetto al 2012 a €5,16 miliardi, di pagare un dividendo generoso, di lanciare il programma di riacquisto di azioni proprie, mantenendo l'indebitamento costante a €15,43 miliardi.

Il cash flow di €10,97 miliardi e gli incassi del programma di dismissioni di €6,36 miliardi, relativi in particolare all'operazione Mozambico, hanno consentito di finanziare integralmente i fabbisogni per investimenti tecnici di €12,75 miliardi e il pagamento del dividendo Eni di €3,95 miliardi.

Al 31 dicembre 2013 il leverage è pari a 0,25, invariato rispetto al 2012.

**Il dividendo** I solidi risultati conseguiti e gli ottimi fondamentali dell'azienda consentono la distribuzione di un dividendo di €1,10 per azione (€1,08 nel 2012). Il management conferma una politica di progressivo incremento del dividendo in linea con la crescita pianificata dei risultati industriali e della generazione di cassa operativa del Gruppo.

**Produzione di idrocarburi** Nel 2013 la produzione è stata di 1,619 milioni di boe/giorno in riduzione del 4,8% a causa di interruzioni straordinarie in Libia, Nigeria e Algeria, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dagli avvisi di nuovi giacimenti e dalla crescita dei campi avviati.

**Le riserve certe di idrocarburi** Le riserve certe a fine anno si attestano a 6,54 miliardi di boe con un tasso di rimpiazzo organico del 105%. La vita residua è di 11,1 anni.

**Contratti gas** Sono state rinegoziate le condizioni d'acquisto dell'85% del gas contrattato a lungo termine con un beneficio economico nell'utile operativo di €1,4 miliardi.

**Vendite di gas naturale** Le vendite di gas naturale sono state di 93,17 miliardi di metri cubi con una riduzione del 2,3% rispetto al 2012 in un quadro di perdurante debolezza della domanda, pressione competitiva ed eccesso di offerta.

**Cessione partecipazione in Eni East Africa** Nel luglio 2013, Eni e China National Petroleum Corporation (CNPC) hanno finalizzato la cessione della partecipazione del 28,57% in Eni East Africa, titolare del 20% dei diritti minerari nell'Area 4 nell'offshore del Mozambico, per il corrispettivo di €3.386 milioni, ai quali corrisponde una plusvalenza di conto economico di €3.359 milioni (€2.994 milioni al netto delle imposte). CNPC attraverso la partecipazione in Eni East Africa acquisisce indirettamente una quota del 20% nell'Area 4; Eni, attraverso la partecipazione in Eni East Africa, rimane proprietaria del 50% e dell'operatorship.

## Solidi risultati e cash flow

**+23% vs 2012**

utile netto

**€10,97 mld**

cash flow

## Azioni di turnaround nel mid-downstream

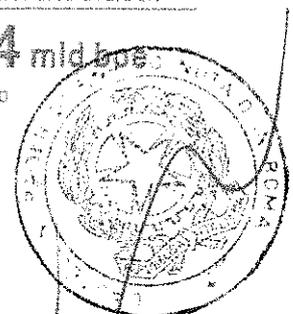
**+€2 mld**

di generazione di cassa

## Riserve certe di idrocarburi

**6,54 mld boe**

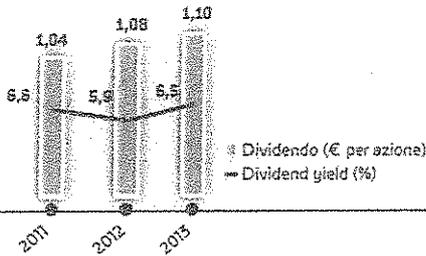
a fine anno



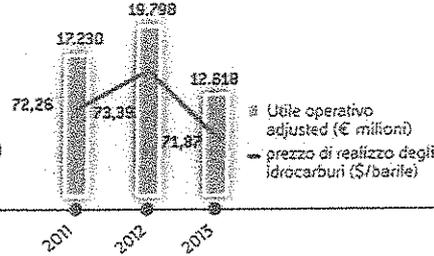
## Razionalizzazione portafoglio di asset E&P

Monetizzazione anticipata di risultato e di cassa

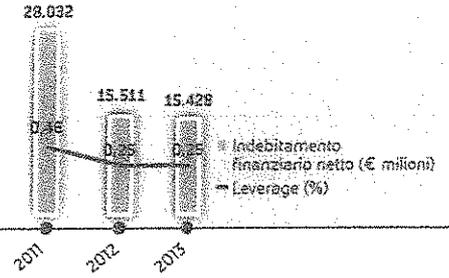
### Dividendo e dividend yield



### Performance operativa



### Indebitamento finanziario netto e leverage



**Cessione partecipazione Artic Russia** Nel gennaio 2014 è stata finalizzata la cessione dell'intero pacchetto azionario (60%) detenuto da Eni nella società Artic Russia a società del gruppo Gazprom per il corrispettivo di €2,2 miliardi. Alla data di bilancio, essendosi già verificata la perdita del controllo congiunto da parte Eni, la partecipazione è stata rivalutata al fair value con un effetto a conto economico di €1,68 miliardi. Con questa dismissione Eni monetizza l'investimento giunto a un elevato grado di maturità, continuando a mantenere un forte impegno nell'upstream russo.

### Indice di frequenza infortuni

**-28,7%**

in miglioramento per il nono anno consecutivo

**Sicurezza delle persone** Nel 2013 è proseguito il programma "eni in safety" finalizzato alla comunicazione e formazione in materia di sicurezza: a fine 2013 sono stati effettuati 185 workshop. Questo e gli altri investimenti nel campo della sicurezza hanno consentito di avere un'ottima performance nell'indice di frequenza degli infortuni (dipendenti e contrattisti) con un calo del 28,7%, confermando per il nono anno consecutivo il trend di miglioramento. Nonostante la riduzione del fatality index (-10,5%), si sono registrati 6 infortuni mortali.

**Partnership per l'Energia Sostenibile** Nell'ambito di "UN Sustainable Development Solutions Network (SDSN)", nel 2013 è proseguito l'impegno di Eni nella conduzione dell'iniziativa Energy For All in Africa Sub-Sahariana attraverso la collaborazione con la comunità internazionale per identificare e implementare soluzioni sostenibili alla sfida della povertà energetica. A tal fine, Eni beneficerà della partnership strategica siglata con l'Earth Institute della Columbia University.

### > Accesso all'energia

Nuovi accordi in Mozambico

**Rapporti con il territorio e sviluppo locale** È proseguito nel 2013 l'impegno per accrescere l'accesso all'energia in Africa Sub-Sahariana: in particolare in Mozambico nell'ambito degli accordi con le autorità, è stato annunciato l'impegno per la costruzione di una centrale da 75 MW nella provincia di Cabo Delgado. In Italia è stato stipulato un "memorandum of understanding" fra Eni e il Comune dell'Aquila che prevede interventi di recupero e di restauro della Basilica di Collemaggio e la riqualificazione dell'adiacente Parco del Sole.

### Successi esplorativi

**1,8 mid boe**

inoltre scoperte nel 2013

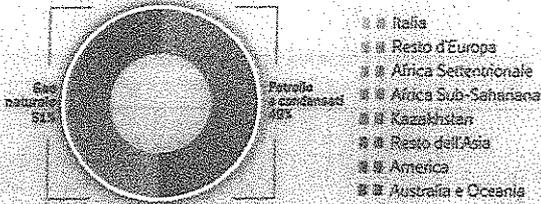
**Successi esplorativi** I successi esplorativi dell'anno hanno consentito di incrementare le risorse esplorative di 1,8 miliardi di boe al costo unitario di 1,2 \$/boe.

In Mozambico, oltre all'appraisal delle scoperte di Mamba e Coral, un nuovo successo è stato raggiunto nella zona meridionale dell'Area 4 con la scoperta di Aguilha. Il potenziale minerario complessivo è ora stimato in 2.650 miliardi di metri cubi di gas in place.

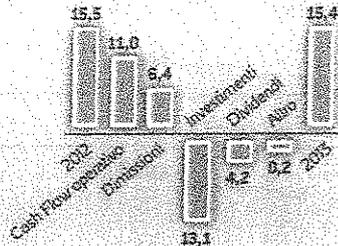
In Congo, nel blocco offshore Marine XII, la scoperta a olio e a gas e l'appraisal di Nenè Marine, nonché l'appraisal della scoperta a gas e condensati di Litchendjili hanno evidenziato

80136/414

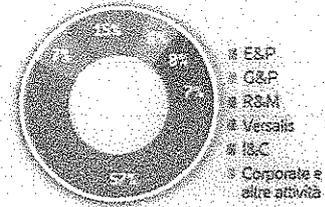
Riserve olio e gas



Evoluzione del debito 2013 (€ milioni)



Dipendenti 2013 per settore



un potenziale esplorativo di 2,5 miliardi di boe in place.

In Australia, la scoperta Evans Shoal North-1 nel Mare di Timor ha consentito di individuare un reservoir con 226 miliardi di metri cubi di gas in place.

**Acreage acquisito** - Rinnovato il portafoglio minerario con l'ingresso in nuove aree a elevato potenziale per una superficie di circa 120.000 chilometri quadrati.

**Avvii** - In linea con i piani produttivi, nel 2013 sono stati avviati 8 major projects. I principali hanno riguardato i campi MLE-CAFC (Eni 75%) ed El Merk (Eni 12,25%) in Algeria, l'impianto di liquefazione Angola LNG (Eni 13,6%), Abo-Fase 3 in Nigeria, il giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni 40%) in Venezuela, il giacimento Skuld (Eni 11,5%) in Norvegia, il giacimento Kashagan (Eni 16,81%) in Kazakhstan e il giacimento Jasmine (Eni 33%) nel Regno Unito. L'avvio dei nuovi giacimenti e la regimazione di quelli in produzione hanno contribuito con 140 mila boe/giorno alla produzione dell'anno.

> **Crescita organica**

+140 mila boe/g il contributo degli start-up/ramp-up dell'anno

> **Versalis**

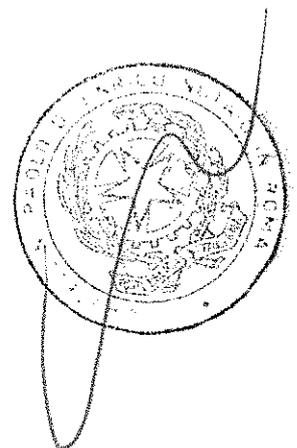
Partnership strategiche a livello internazionale

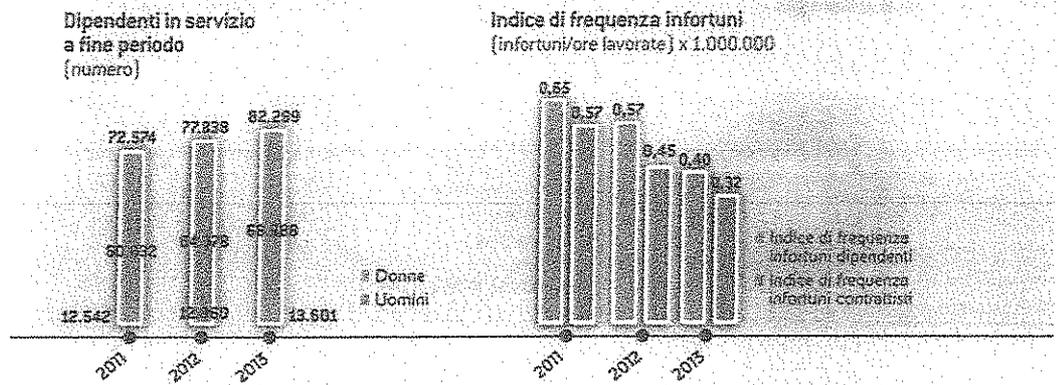
**Versalis** - Nel 2013 Eni, tramite la controllata Versalis attiva nella chimica, ha proseguito il processo di espansione nel settore delle bioplastiche e diversificazione dalla chimica di base, attraverso partnership strategiche con primari operatori nel campo delle biotecnologie e delle gomme, tra i quali Pirelli, Genomatica, Yulex Corporation, Lotte Chemical. Nell'ambito della Chimica Verde sono proseguite le attività per la riqualificazione del Polo di Porto Torres ed è stata raggiunta un'importante intesa sull'avvio del progetto di trasformazione e rilancio del Sito di Porto Marghera.

**Green Data Center** - Eni ha inaugurato, a ottobre 2013, il Green Data Center, che detiene il record mondiale di efficienza energetica. Il Green Data Center ospita i sistemi di elaborazione di Eni, sia di informatica gestionale, sia di elaborazione di simulazione sismica, consentendo una riduzione di 300 mila tonnellate di CO<sub>2</sub> l'anno.

**La trasparenza nel corporate reporting** - Eni si è aggiudicata, sul campione delle maggiori aziende italiane, il primo posto nella valutazione sulla trasparenza del corporate reporting condotta da Transparency International Italia. Tale valutazione ha considerato le informazioni pubblicate in merito a programmi anti-corruzione, trasparenza organizzativa e Country by Country reporting.

**L'impegno con il Massachusetts Institute of Technology** - Nel febbraio 2013 Eni ha rinnovato il suo programma di ricerche in campo energetico in partnership con il MIT Energy Initiative (MITEI) con l'obiettivo di sviluppare tecnologie innovative e soluzioni mirate per rispondere alle sfide energetiche del presente e del futuro.





### Principali dati economici e finanziari (\*)

	2011	2012	2013	
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	107.690	127.220	114.722
Utile operativo		15.803	15.071	8.856
Utile operativo adjusted		17.230	19.798	12.618
Utile netto <sup>(a)</sup>		6.902	4.200	5.160
Utile netto - discontinued operations <sup>(a)</sup>		(42)	3.590	
Utile netto di Gruppo <sup>(a)</sup>		6.860	7.790	5.160
Utile netto adjusted <sup>(a)</sup>		6.938	7.130	4.433
Flusso di cassa netto da attività operativa		13.763	12.356	10.969
Investimenti tecnici		11.909	12.761	12.750
Dividendi per esercizio di competenza <sup>(b)</sup>		3.768	3.912	3.986
Dividendi pagati nell'esercizio		3.695	3.840	3.949
Totale attività a fine periodo		142.945	139.879	138.088
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi a fine periodo		60.393	62.558	61.174
Indebitamento finanziario netto a fine periodo		28.032	15.511	15.428
Capitale investito netto a fine periodo		88.425	78.069	76.602
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	16,01	18,34	17,49
Numero azioni in circolazione a fine periodo	(milioni)	3.622,7	3.622,8	3.622,8
Capitalizzazione di borsa <sup>(c)</sup>	(€ miliardi)	58,0	66,4	63,4

(\*) Da continuing operations. Per effetto della cessione del Business Regolati Italia, i risultati del 2012 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 2013 (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

	2011	2012	2013	
Utile netto <sup>(1)</sup>				
- per azione <sup>(a)</sup>	(€)	1,90	1,16	1,42
- per ADR <sup>(a) (b)</sup>	(\$)	5,29	2,98	3,77
Utile netto adjusted <sup>(1)</sup>				
- per azione <sup>(a)</sup>	(€)	1,92	1,97	1,22
- per ADR <sup>(a) (b)</sup>	(\$)	5,35	5,06	3,24
Return on average capital employed (ROACE) adjusted <sup>(c)</sup>	(%)	10,2	10,1	5,9
Leverage		0,46	0,25	0,25
Coverage		15,4	11,9	8,9
Current ratio		1,1	1,4	1,5
Debt coverage		51,3	76,8	71,1
Dividendo di competenza	(€ per azione)	1,04	1,08	1,10
Pay-out	(%)	55	50	77
Dividendo yield <sup>(d)</sup>	(%)	6,6	5,9	6,5

(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.

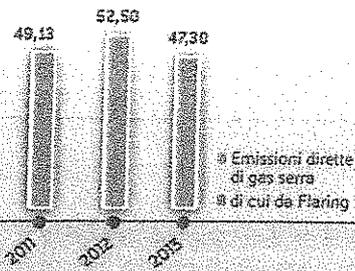
(b) Un ADR rappresenta due azioni.

(c) Calcolato assumendo il consolidamento di Snam nei periodi di confronto.

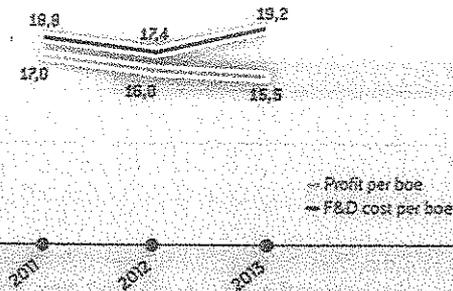
(d) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

80136/416

Emissioni dirette di gas serra  
(min ton CO<sub>2</sub>eq)



Profit e F&D cost per boe  
(\$/boe)



Principali indicatori di performance

		2011	2012	2013
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	72.574	77.838	82.289
di cui:				
- donne		12.542	12.860	13.601
- all'estero		45.516	51.034	55.507
Donne in posizioni manageriali (dirigenti e quadri)	(%)	18,5	18,9	19,4
Ore di formazione	(migliaia di ore)	3.127	3.132	4.350
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,65	0,57	0,40
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,57	0,45	0,32
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	1,94	1,10	0,98
Oil spill operativi	(barili)	7.295	3.759	1.901
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	49,13	52,50	47,30
Costi di ricerca e sviluppo <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	190	211	197
Spese per il territorio <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	101	91	101
<b>Exploration &amp; Production</b>				
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	7.086	7.166	6.535
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	12,3	11,5	11,1
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.581	1.701	1.619
Profit per boe <sup>(c)</sup>	\$/boe	17,0	16,0	15,5
Opex per boe <sup>(c)</sup>		7,3	7,1	8,3
Cash flow per boe		31,7	32,8	31,9
Finding & Development cost per boe <sup>(d)</sup>		18,8	17,4	19,2
<b>Gas &amp; Power</b>				
Vendite gas mondo <sup>(e)</sup>	(miliardi di metri cubi)	95,76	95,32	93,17
- in Italia		34,68	34,78	35,86
- internazionali		62,08	60,54	57,31
Clienti in Italia	(milioni)	7,10	7,45	8,00
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	40,28	42,58	35,05
Punteggio soddisfazione clienti (PSC)	(%)	88,6	89,7	90,4
<b>Refining &amp; Marketing</b>				
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	31,96	30,01	27,38
Quota di mercato rete	(%)	30,5	31,2	27,5
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	11,37	10,87	9,69
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	6.287	6.384	6.386
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	2.206	2.064	1.828
<b>Versalis</b>				
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	6.245	6.090	5.817
Vendite di prodotti petrochimici		4.040	3.953	3.785
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	65,3	65,7	65,3
<b>Ingegneria &amp; Costruzioni</b>				
Ordini acquisiti	(€ milioni)	12.505	13.391	10.653
Portafoglio ordini a fine periodo		20.417	19.739	17.514

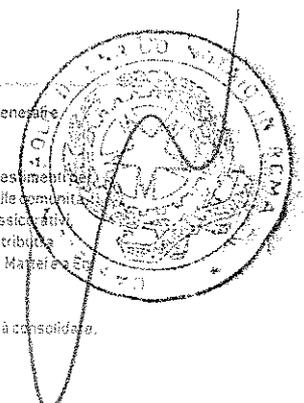
(a) Al netto dei costi generali e amministrativi.

(b) Comprensivi di investimenti per il territorio a favore delle comunità locali, liberalità, contributi assicurativi, sponsorizzazioni, contributi alla Fondazione Eni Enrico Mattei e Eni Foundation.

(c) Relativo alle società consolidate.

(d) Media triennale

(e) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 2,61 miliardi di metri cubi (2,73 e 2,96 miliardi di metri cubi nel 2012 e nel 2011).



## il contesto competitivo

### Il mercato e il contesto competitivo

#### Un mercato in trasformazione

La crescita della domanda di energia si concentra sempre di più nei Paesi emergenti, mentre nei Paesi OECD – in un contesto macroeconomico ancora incerto per l'Europa – procede il ricorso a fonti alternative e al perseguimento di migliori standard di efficienza energetica e ambientale. In forte trasformazione anche il panorama dell'offerta di energia, con il consolidamento di grandi potenziali di risorse di idrocarburi non convenzionali e il rafforzamento del ruolo delle fonti rinnovabili e di una maggiore sensibilità alla mobilità alternativa. Eni ha impostato il proprio piano d'azione in risposta alle sfide dell'ambiente competitivo, su due pilastri: la crescita del proprio ruolo nell'upstream e il proseguimento di razionalizzazione, rightsizing e modernizzazione del mid-downstream nei mercati di presenza europei, valutando selettivamente lo sviluppo delle attività sui mercati extraeuropei a maggiore crescita prospettica.

#### Accesso a nuovi temi esplorativi, rimpiazzo della base produttiva e diversificazione del rischio

La rivoluzione energetica causata dallo sviluppo delle risorse unconventional USA ha rivitalizzato l'interesse dell'industria per aree considerate mature, ma che tornano a manifestare un elevato potenziale e che – in un contesto di accresciuta instabilità politica di taluni Paesi produttivi – presentano invece un profilo di rischio ridotto. In contemporanea, sono stati identificati importanti hot spot esplorativi in nuove aree del mondo quali Ghana, Africa Orientale e Mar Mediterraneo Orientale.

#### Il dinamismo delle economie emergenti e delle NOCs di Paesi consumatori e le collaborazioni con le NOCs di Paesi produttori

Le prospettive di crescita delle economie emergenti rimangono positive e l'aumento della domanda si concentrerà in queste aree. Ciò si riflette nel ruolo da protagonista assunto dalle NOC dei Paesi consumatori, attraverso operazioni di M&A e attraverso accordi di fornitura con compagnie e Paesi produttori. Questo determina maggiore pressione competitiva e impone alle IOC la ricerca di nuovi strumenti di accordo e cooperazione. Sul fronte dei Paesi produttori, l'evoluzione dei rapporti di forza obbliga tutti gli attori coinvolti a ripensare al proprio modello di business e al tipo di relazioni intessute con le autorità locali, che devono rimanere improntate a una collaborazione di lungo periodo.

#### La crisi del sistema europeo

Allo stesso tempo, il lento recupero dalla crisi economica europea, le politiche di efficienza e il cambiamento degli stili di consumo, prospettano per il futuro una sostanziale stabilità della domanda di prodotti e gas in un contesto di sovraccapacità di raffinazione e di accresciuta concorrenza in un mercato del gas penalizzato dall'elevata esposizione a contratti di lungo termine.

#### Complessità e gestione sostenibile del business

Resta prioritario l'impegno per garantire la sicurezza della forza lavoro, minimizzare il consumo di risorse naturali e l'impatto ambientale e più in generale degli ecosistemi delle operazioni. Al contempo, diviene più complessa la produzione di una parte delle risorse, quelle localizzate in aree remote – come l'Artico – o che richiedono tecnologie più sofisticate per la sua produzione (unconventional e deepwater).

80136/418

**Le risposte di Eni**

- Nuove iniziative esplorative anche a fini di diversificazione geografica, ribilanciamento del rischio di portafoglio e fra giant e near field (high and low risk/reward);
- Solida base di progetti long plateau/long-term cash flow;
- Monetizzazione delle scoperte effettuate negli ultimi anni;
- Nuove iniziative in bacini non convenzionali;
- Continuo miglioramento tecnologico e internalizzazione competenze PM e ingegneria per migliore controllo rischi su execution progetti complessi.

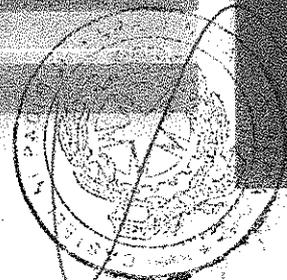
- Consolidamento presenza nell'upstream attraverso accordi con NOC in aree ad alto potenziale (es. Cina);
- Solida struttura di governance e rafforzamento cultura integrità;
- Modello Eni di contributo allo sviluppo locale dei Paesi produttori;
- Attenzione a progetti sociali e local content;
- Nel downstream crescita selettiva nei mercati emergenti e consolidamento delle partnership con NOCs asiatiche.

- Trasformazione del modello di business nel midstream e focus su seguenti premium;
- Ristrutturazione del portafoglio di approvvigionamento gas con relativa razionalizzazione costi di logistica;
- Razionalizzazione della presenza in Paesi/attività non core;
- Riduzione della capacità di raffinazione: razionalizzazione, riconversioni (bioraffineria), aumento flessibilità nelle lavorazioni;
- Presidio delle opportunità di business emergenti nelle fonti alternative per il settore trasporti (CNG/GNL, biofuel) e sviluppo di iniziative per la smart mobility;
- Prosecuzione del piano turnaround e internazionalizzazione per la chimica con focus su Chimica Verde.

- Focus tecnologico per minimizzare impatto ambientale e garantire uso responsabile delle risorse;
- Impegno costante all'aumento della sicurezza delle persone e delle operazioni;
- Attenzione a impatti sociali e di sviluppo economico dei Paesi di presenza;
- Gestione integrata del rischio anche attraverso lo sviluppo di un più efficace sistema di controllo dei rischi.

Risultati	Obiettivi al 2017
Risorse scoperte	
Monetizzazione scoperte	
Anni produttivi	
Flusso di cassa netto da attività operative	
Costo Proiezione Investimento	
Sistema di gestione della presenza in Paesi produttori E&P	
Riduzione costi di approvvigionamento gas	
Riduzione costi di approvvigionamento	
Riduzione della capacità e riconversione	
Recupero acque di produzione	
Energy savings nella raffinazione e nella chimica	
Gas lavato e flaring	

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



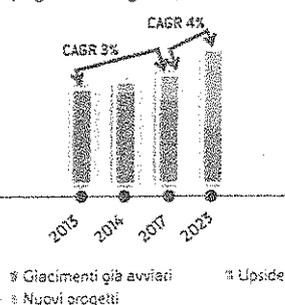
## la nostra strategia

### 2014-2017

#### Principali target

- Produzione di idrocarburi:  
**+3% medio annuo**
- **Breakeven** nel 2015 nei  
business **mid-downstream**
- Flusso di cassa:  
**+40% nel 2014-15;**  
**+55% nel 2016-2017**
- Piano di investimenti tecnici:  
**- 5% vs piano 2013-2016**
- Incassi da dismissioni:  
**€9 miliardi**

Crescita della produzione  
(migliaia di boe/giorno)



(1) Rapporto tra cash flow (utile netto + ammortamenti) e costi incurred (investimenti di esplorazione e sviluppo + acquisti di riserve certe e non certe).

L'anno 2013 è stato connotato dall'accresciuta instabilità politica in alcuni paesi di attività upstream e dalle difficili condizioni dei mercati mid-downstream in Europa, e particolarmente in Italia, in termini di debolezza strutturale della domanda e del contesto competitivo difficile caratterizzato dall'assenza di profittabilità.

Per rispondere al suddetto quadro di riferimento deteriorato, sono state individuate una serie di azioni che si ritiene consentiranno ai business Eni di ottenere performance solide, pur assumendo marginali miglioramenti di scenario e la proiezione di profili produttivi prudentiali nei principali paesi a rischio (Libia, Nigeria e Algeria).

Le principali linee guida strategiche sono lo sviluppo dell'upstream, le azioni di turnaround del mid-downstream, il progressivo recupero di Saipem e l'attività di monetizzazione degli asset esplorativi non core. Rispetto al 2013 si prevede una robusta generazione di cassa; in crescita del 40% nel biennio 2014-2015 e del 55% nel biennio 2016-17, che consentirà di mantenere il leverage al di sotto del limite di 0,30, di sostenere la manovra di investimenti (€54 miliardi) e di garantire una crescente remunerazione degli azionisti anche tramite lo strumento flessibile del buyback, allo scenario di prezzo di 90 \$/bl nel 2017.

Il modello di sviluppo del settore **Exploration & Production**, caratterizzato dalla presenza in progetti convenzionali, di grandi dimensioni e da una struttura efficiente dei costi di sviluppo, ha tratto una nuova spinta dai rilevanti successi esplorativi che si sono dimostrati una efficiente ed efficace modalità di accrescimento della resource base, un driver di aumento della produzione/diversificazione del portafoglio, nonché un volano della generazione di cassa attraverso la monetizzazione di parte delle scoperte effettuate.

Il piano riguarda una robusta e crescente generazione di cassa, una crescita della produzione ribilanciando il profilo di rischio del portafoglio, un aumento delle risorse grazie all'attività esplorativa, dove Eni ha un "track record" di eccezionali risultati negli ultimi anni, da ottenersi con un livello degli investimenti inferiore del 5% rispetto al piano precedente. Nell'orizzonte di piano è attesa una crescita del cash flow operativo pari a circa il 5% in media annua allo scenario di prezzo Eni che, combinata con il mantenimento di un livello di investimenti costante, consentirà di raggiungere un self financing ratio<sup>1</sup> medio di circa il 140%. La robusta generazione di cassa è il risultato della crescita delle produzioni effettuata attraverso linee organiche, della preponderante presenza su temi convenzionali, dell'approccio per fasi all'investimento nei progetti "giant", del contenuto time-to-market e delle attività di production optimization.

Il tasso di crescita medio delle produzioni è atteso pari al 3% nell'arco di piano e sarà sostenuto dallo sviluppo in aree core (tra cui Africa Sub-Sahariana, Venezuela, Barents Sea, Kazakhstan) con la possibilità di sfruttare i vantaggi legati all'approfondita conoscenza geologica delle zone, alle sinergie tecnico produttive e alle consolidate relazioni con i Paesi produttori.

Significativo il contributo dei nuovi campi con l'avvio di 26 principali progetti, tutti derivanti dall'attività di esplorazione e principalmente operati, tra cui Gollat nel Mare di Barents. Il

80136/420

Blocco 15/06 West Hub in Angola, gli asset venezuelani a gas e olio pesante, lo sviluppo olio di OCTP in Ghana e Jangkrik in Indonesia, che nel 2017 produrranno oltre 500 mila barili giorno, sostenendo la crescita e il rimpiazzo delle produzioni mature.

Dal 2008 sono state scoperte circa 9,5 mld di boe di risorse, principalmente convenzionali e a costi competitivi, che rappresentano più del doppio di quanto prodotto; anche per il periodo di piano si conferma il forte impegno nell'esplorazione quale elemento portante della strategia di sviluppo di lungo periodo. L'attività esplorativa continuerà ad essere basata sul bilanciamento tra attività high risk – high reward e attività near field con l'obiettivo di scoprire circa 3,2 mld di boe di nuove risorse ad un costo unitario pari a circa \$2,2 per boe. Tali scoperte saranno valorizzate sia attraverso il loro sviluppo sia attraverso la diluizione della partecipazione, come già fatto per il Mozambico, al fine di anticipare la monetizzazione della scoperta e diluire il rischio execution e finanziario.

La crescita sarà associata alla gestione e mitigazione dei rischi, attraverso la diversificazione geografica, la minimizzazione del time-to-market, l'internalizzazione/sviluppo delle competenze di project management ed ingegneria, il mantenimento di un elevato livello di operatorship e il contributo allo sviluppo locale (accesso all'energia, istruzione, sanità). A tal proposito proseguirà l'impegno di Eni per favorire l'accesso all'energia in Africa Sub-Sahariana (tra cui Mozambico, Nigeria, Ghana, Congo). La strategia di Eni prevede la realizzazione di centrali elettriche e di infrastrutture di trasporto e di distribuzione di gas naturale oltre a sistemi isolati (off-grid), per fornire energia elettrica alle comunità remote.

Nonostante l'impegno Eni nel mantenere relazioni di lungo termine con gli Stati detentori delle riserve, il rischio di interruzioni dell'attività produttiva a causa di fenomeni di instabilità civile e politica rappresenta un fattore ineliminabile per una Compagnia upstream. Gli eventi in Libia, Nigeria e Algeria con un impatto sulla produzione annua stimato in circa 110 mila barili/giorno di perdita di output hanno indotto il management ad assumere profili produttivi prudenziali fino al 2015 in questi tre importanti paesi.

La capacità esecutiva dei contrattisti rappresenta da anni uno dei maggiori rischi per la redditività dei progetti di sviluppo realizzati secondo lo schema EPC. Eni ha adottato scelte organizzative importanti per la mitigazione di tale rischio imperniate sull'esecuzione diretta della fase di ingegneria, il coordinamento della fase di costruzione e la supervisione con proprio personale del commissioning e allacciamento delle facility di produzione. In questo modo il management stima che il complesso dei progetti in fase di avvio nel prossimo quadriennio abbia un contenuto rischio di ritardo e cost overrun.

Con particolare riferimento ai rischi operativi legati alla perforazione, Eni applica procedure basate su tecnologie e know-how proprietari con le quali sono supervisionate tutte le fasi di progettazione ed esecuzione dei pozzi. L'altro driver di mitigazione è il controllo diretto delle operazioni. L'eccellenza nella conduzione delle operazioni di pozzo ha consentito a Eni di chiudere il decimo anno consecutivo senza incidenti di blow-out.

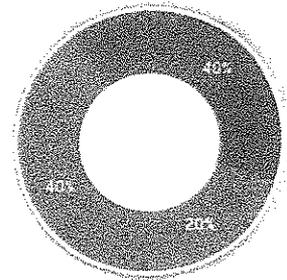
Altrettanto rigorosa è la pianificazione delle risposte di emergenza nel caso di incidenti e sversamenti di petrolio o fuoriuscite di gas.

La gestione dei rischi ambientali in particolare quello relativo alle emissioni di GHG e il depauperamento delle risorse saranno mitigati grazie a nuovi investimenti per ridurre il gas bruciato in atmosfera e progetti di recupero delle acque di produzione.

Si segnalano i progetti di re-iniezione dell'acqua in Egitto, Nigeria, Tunisia, Iraq, Angola, Ghana, Norvegia e Congo che si stima consentiranno un recupero fino al 70% delle acque totali prodotte nel 2017, rispetto al valore del 55% registrato nel 2013.

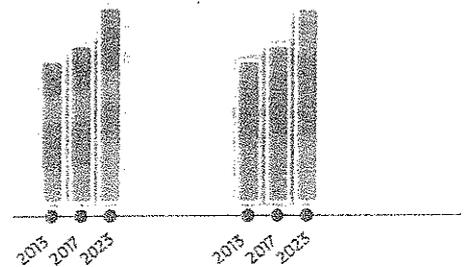
L'innovazione tecnologica sarà un volano di crescita e creazione di valore attraverso lo sviluppo di tecnologie proprietarie applicabili in ambienti estremi e il trasferimento sul campo di tecnologie innovative finalizzate all'incremento della sicurezza delle operazioni; nel quadriennio 2014-2017 si prevede una spesa in ricerca ed innovazione tecnologica di circa €500 milioni (su un totale Eni di €1,2 miliardi).

Esplorazione

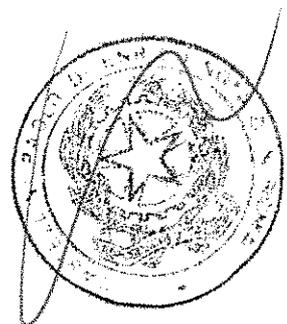


- Near field
- Bacini proven
- Aree di frontiera

Diversificazione produttiva (migliaia di boe/giorno)

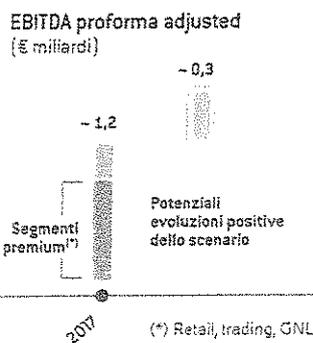


- Africa Sub-Sahariana
- Nord Africa e Medio Oriente
- Europa
- Russia/Area Caspica
- America
- Asia Pacifico
- Onshore
- Acque poco profonde
- Acque profonde



## ➤ Ristrutturazione G&P

- Rinegoziazione del portafoglio di approvvigionamento
- Focalizzazione su segmenti premium



Nei settore **Gas & Power** il mercato conferma il calo strutturale della domanda a causa della competizione da altre fonti, la generalizzata situazione di oversupply in Europa e il rafforzamento del ruolo degli hub, sempre più liquidi. In tale contesto fattori critici di successo sono la capacità di presidiare gli scambi all'hub, di valorizzare la flessibilità del proprio portafoglio di asset e contratti e di sviluppare prodotti innovativi per adeguarsi al crescente grado di sofisticazione della domanda.

Prioritaria è la crescita della generazione di cassa e il ritorno alla profittabilità che sarà perseguita attraverso l'adozione di un piano di turnaround basato sulle seguenti direttrici d'intervento: (i) ristrutturazione del portafoglio di approvvigionamento finalizzata al riallineamento della posizione di costo al mercato e alla minimizzazione degli impatti take-or-pay attraverso la leva degli arbitrati e dei negoziati; (ii) focalizzazione sui segmenti a valore aggiunto, quali il GNL, attraverso una maggior integrazione con l'upstream e l'aumento delle vendite nei mercati a premio, il trading, attraverso la valorizzazione degli asset fisici e contrattuali in portafoglio, nonché lo sviluppo della base clienti retail; (iii) la ristrutturazione del business B2B attraverso offerte commerciali basate su prodotti innovativi, azioni di efficienza ed integrazione con le competenze di Trading; (iv) revisione della macchina operativa in termini di standardizzazione dei processi e riduzione dei costi.

Si prevede che le azioni di turnaround consentiranno il ritorno alla profittabilità del business a partire dal 2015, traguardando €1,2 miliardi di ebitda proforma adjusted nel 2017.

In ambito R&D, Eni mira a valutare l'applicazione di tecnologie avanzate di GNL su piccola scala in termini di potenziale impatto sull'incremento dei consumi di gas naturale nel settore industriale e commerciale, e punta a valorizzare gli sviluppi tecnologici relativi a un impiego efficiente dell'energia nel mercato mid e retail (cogenerazione, stoccaggio di energia, smart metering e integrazione con le fonti rinnovabili).

## ➤ Ottimizzazione della capacità di raffinazione

- Sannazzaro: start-up dell'impianto EST
- Venezia: start-up dell'impianto Green Diesel Plant
- Gela: fermata della linea di produzione di benzina
- Ulteriori ottimizzazioni

Nel settore **Refining & Marketing** sono state lanciate azioni integrative rispetto al precedente piano per fronteggiare l'ulteriore deterioramento dello scenario che nel 2013 ha fatto registrare margini di raffinazione ai minimi storici, con valori anche negativi nell'ultima parte dell'anno. Nell'attività di raffinazione sono state identificate le seguenti linee d'azione: (i) riassetto e ottimizzazione attraverso operazioni di razionalizzazione e di riconversione dei processi (biorefinery a Venezia, ristrutturazione di Gela) puntando ad una riduzione del 22% della capacità di raffinazione nell'arco di piano; (ii) aumento della flessibilità di lavorazione di slate greggi e semilavorati alternativi, garantendo la massima integrazione dei processi e l'ottimizzazione delle produzioni in ragione delle specifiche condizioni del mercato; (iii) miglioramento dell'efficienza e implementazione di progetti di energy saving. In questo ambito sono pianificati per i prossimi quattro anni progetti per migliorare l'efficienza degli impianti e interventi di natura gestionale, che prevedono un risparmio energetico a regime di 114 ktep/anno.

Nelle raffinerie di Gela e Sannazzaro i progetti per miglioramenti nell'utilizzo e nel recupero delle acque reflue mediante "water reuse" consentiranno a regime di evitare prelievi idrici per circa 5 milioni di metri cubi.

Nell'attività di marketing obiettivo prioritario è il consolidamento nella presenza nel mercato dei carburanti attraverso: (i) l'incremento dell'efficienza (chiusura di punti vendita marginali), sviluppo delle attività non-oil e potenziamento della distribuzione di GPL e metano, nel mercato retail; (ii) la difesa della posizione, anche sfruttando le opportunità di mercato derivanti dalle chiusure di raffinerie di terzi, nel mercato wholesale; (iii) il lancio di attività innovative, con lo sviluppo di nuovi prodotti (GNL nei trasporti) e di servizi avanzati (smart mobility).

Sulla base delle suddette iniziative, nel quadriennio 2014-2017, si attende una crescita dell'EBIT adjusted a scenario costante (base 2013) del settore raffinazione e marketing di oltre €0,7 miliardi.

In ambito R&D, Eni mira a portare su scala dimostrativa nel primo biennio di piano la tecnologia F-Sand e la tecnologia Zero-Waste, e definire le soluzioni tecnologiche per l'impiego di biomasse di seconda generazione nella produzione di biodiesel presso la raffineria di Venezia.

80136/422

La **Chimica Eni** è stata penalizzata da una forte contrazione della domanda di mercato e dalla pressione competitiva soprattutto nei business "commodity" e a più basso contenuto tecnologico. In tale contesto il Piano 2014-2017 prevede: (i) ottimizzazione/razionalizzazione dei siti critici italiani, unita ad una maggiore integrazione, ottimizzazione e flessibilità della produzioni, con l'obiettivo di conseguire una posizione di costo più adeguata ed efficiente; (ii) rifocalizzazione su produzioni a più alto valore aggiunto, il potenziamento selettivo della piattaforma tecnologica sugli Elastomeri e in parte Stirenici, l'ampliamento della gamma specialties, lo sviluppo di nuove filiere produttive di chimica verde a ridotto impatto ambientale ed elevato tasso di crescita della domanda, in particolare nei siti da riconvertire; (iii) internazionalizzazione del business per presidiare clienti sempre più globali e mercati caratterizzati da più elevati tassi di crescita anche attraverso alleanze strategiche.

Gli interventi di efficienza energetica programmati nei siti di Porto Marghera e Porto Torres consentiranno un risparmio energetico a regime di 44,5 ktep/anno.

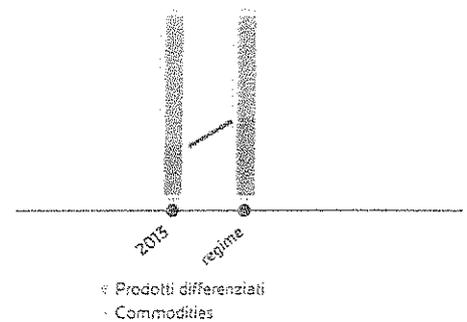
Nel quadriennio si prevede una spesa di circa €3,3 milioni per proseguire le attività definite con gli accordi e le convenzioni stipulati con soggetti pubblici e privati del territorio, al fine di attuare progetti di riconversione dei siti critici che comportano anche la salvaguardia e lo sviluppo dell'occupazione e dell'economia locale.

Sulla base delle suddette iniziative, nel quadriennio 2014-2017, si attende una crescita dell'E-BIT adjusted a scenario costante (base 2013) della Chimica di circa €0,5 miliardi.

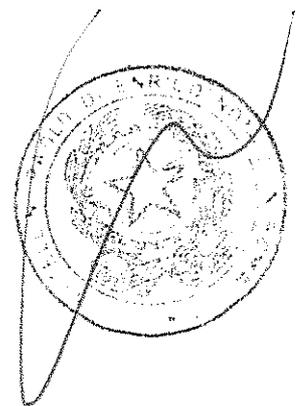
Nel settore **Ingegneria & Costruzioni** il 2013 è stato un anno complesso a causa delle difficoltà registrate in diversi progetti E&C soprattutto nei segmenti E&C Onshore e Offshore. Ciò nonostante, Saipem prevede di tornare alla profittabilità già dal 2014 e migliorare gradualmente la marginalità negli anni successivi grazie al completamento dei residui progetti a marginalità bassa, la maggiore disciplina commerciale e gli investimenti recentemente completati, che rafforzano il business model di Saipem in aree geografiche e in segmenti di mercato strategici. In ambito R&D, Saipem mira a: focalizzare le attività di innovazione della business line E&C offshore su tecnologie per ultra-deep water, subsea processing, e per la posa di trunkline in condizioni estreme; rafforzare, nel campo delle tecnologie della business line E&C onshore, la competitività delle tecnologie licenziate e migliorare il know-how produttivo con particolare attenzione agli aspetti ambientali e di riduzione delle emissioni; sviluppare metodologie/tecnologie innovative nel campo delle perforazioni offshore ed onshore.

- Riduzione capacità produttiva del 5% nel quadriennio <
- Rifocalizzazione su produzioni ad alto valore aggiunto <
- Internazionalizzazione <

Mix produttivo Versalis



- Recupero marginalità <
- commesse a partire dal 2014



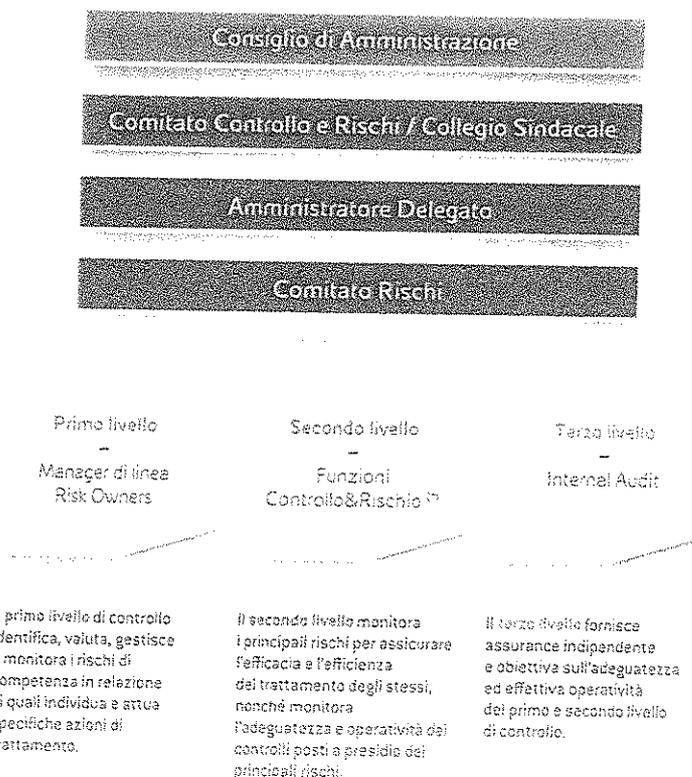


# risk management

Eni ha sviluppato e adottato un Modello di Risk Management Integrato (di seguito Modello RMI) che persegue l'obiettivo di conseguire una visione organica e complessiva dei principali rischi<sup>(1)</sup> aziendali, una maggiore coerenza delle metodologie e degli strumenti a supporto del risk management e un rafforzamento della consapevolezza, a tutti i livelli, che un'adeguata valutazione e gestione dei rischi può incidere sul raggiungimento degli obiettivi e sul valore dell'azienda.

## Il nostro modello di Risk Management Integrato

Il modello RMI, definito e aggiornato sulla base dei principi e delle best practice internazionali, costituisce parte integrante del Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi (v. pag. 29), che prevede una governance declinata su tre livelli di controllo.



La Risk Governance attribuisce un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione (CdA) il quale, previo parere del Comitato Controllo e Rischi, definisce le linee di indirizzo nella gestione dei rischi, in modo che i principali rischi di Eni risultino correttamente identificati, adeguatamente misurati, gestiti e monitorati.

(1) Eventualità che possono influire sull'attività di Eni il cui accadimento potrebbe influenzare il raggiungimento dei principali obiettivi aziendali.

80136/424

Inoltre, il CdA di Eni, nell'esercizio delle proprie responsabilità e del proprio ruolo di indirizzo, determina, previo parere del Comitato Controllo e Rischi, il grado di compatibilità di tali rischi con una gestione dell'impresa coerente con gli obiettivi strategici. A tal fine, l'Amministratore Delegato (AD) di Eni, avvalendosi del processo RMI, sottopone almeno semestralmente all'esame del CdA i principali rischi di Eni, tenendo in considerazione l'operatività e i profili di rischio specifici di ciascuna Area di Business e dei singoli processi, in modo da realizzare una politica di governo dei rischi integrata; l'AD assicura inoltre l'evoluzione del processo di RMI in coerenza con le dinamiche di business e di contesto normativo.

Infine, il Comitato Rischi, presieduto dall'AD, svolge funzioni consultive nei suoi confronti in merito ai principali rischi. A tal fine, esamina ed esprime pareri, su richiesta dell'AD, in relazione alle principali risultanze del processo RMI.

## Il nostro processo di Risk Management Integrato

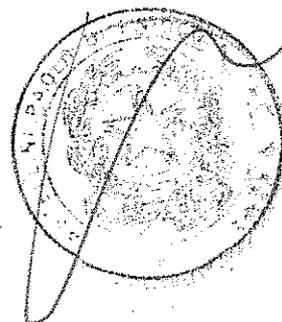
Il modello RMI si esplicita attraverso un processo di gestione integrata del rischio continuo e dinamico che valorizza i sistemi di gestione del rischio già esistenti a livello di Aree di Business e di processi aziendali, promuovendone l'armonizzazione con le metodologie e gli strumenti specifici dell'RMI.

L'avvio del processo di assessment dei rischi prevede la definizione dell'ambito, sulla base degli indirizzi definiti dal CdA, ossia l'individuazione delle funzioni/unità organizzative e, ove necessario, dei processi di Eni SpA e delle Società Controllate che si prevede contribuiranno in termini rilevanti al raggiungimento degli obiettivi di Eni, e il relativo management da coinvolgere nel processo RMI. Nel corso del 2013 sono stati effettuati due cicli di assessment: nel primo semestre è stato svolto l'Interim top risk assessment che ha riguardato l'aggiornamento e l'approfondimento sull'identificazione, valutazione e trattamento dei top risk emersi dal risk assessment 2012, mentre nel secondo semestre è stato svolto il secondo ciclo di risk assessment annuale che ha coinvolto tredici società controllate. Sono state inoltre individuate e condivise con il management le linee di azione strategiche e attività di trattamento per la mitigazione/gestione dei principali rischi emersi dall'assessment, coerentemente con le evoluzioni del contesto interno/esterno e della strategia di Eni.

È stato inoltre svolto il primo ciclo di monitoraggio sui top risk di Eni evidenziati nel 2012. Il monitoraggio dei principali rischi e dei relativi piani di trattamento attraverso opportuni indicatori (Key Risk Indicator, Key Control Indicator, Key Performance Indicator) consente di individuare aree di miglioramento attinenti alla gestione dei principali rischi, di analizzarne l'andamento nonché lo stato di implementazione di ulteriori azioni di trattamento poste in essere dal management (anche con riferimento all'adeguamento e sviluppo dei modelli di risk management), e individuare tempestivamente l'insorgere di nuovi rischi.

I risultati delle attività di assessment e di monitoraggio sono stati presentati al comitato rischi e agli organi di amministrazione e controllo secondo le modalità previste dalla MSG RMI (informativa RMI semestrale e informativa RMI annuale).

Nella tabella seguente sono sintetizzati i principali rischi di Eni rispetto agli obiettivi aziendali, con l'eccezione del rischio scenario, relativo alla variabilità del risultato operativo legata alla fluttuazione dei prezzi del greggio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi. Per una descrizione più approfondita di questi rischi, oltre che di ulteriori fattori di incertezza di rilevanza inferiore, si rimanda alla sezione Fattori di rischio e incertezza.



## Obiettivi, rischi e azioni di trattamento

Obiettivi aziendali	Categoria di rischio	Principali eventi di rischio	Rif. Sezione Fattori di rischio e incertezza	Azioni di trattamento
Redditività aziendale	Rischio Paese	Instabilità politica sociale nelle aree di presenza che può sfociare in atti violenti, sabotaggio, attentati, con interruzioni e perdite di produzione e interruzioni nelle forniture gas via pipe.	Pag. 99	Bilanciamento della presenza geografica attraverso la progressiva espansione in aree a contenuto rischio socio-politico, mantenimento di relazioni efficaci e durature con i Paesi produttori e gli stakeholder locali anche attraverso progetti di sviluppo sostenibile; piani di gestione e prevenzione delle emergenze in tema security.
Redditività aziendale	Rischio Paese	Difficoltà di reperire risorse adeguate in contesti che impongono l'utilizzo di fornitori locali (Local Content), con ricadute sul time-to-market delle riserve.	Pag. 99	Definizione, in fase di pianificazione del progetto, delle strategie contrattuali e di procurement, di Early Local Content Plan e adeguati contingency plan, impegno continuo nei confronti delle Autorità competenti al fine di concordare i requisiti di Local Content, selezione e valutazione tecnica dei fornitori locali, training risorse locali.
Redditività aziendale	Rischio strategico	Inadeguata performance del contractor (e subcontractor), in particolare nei grandi progetti EPC, con impatti della redditività dei progetti.	Pag. 100	Strategie contrattuali specifiche (long-term commitment, criteri di incentivi/penali), gestione diretta dei Work Packages e delle interfacce tra i contractor, in-sourcing e controllo diretto delle fasi critiche di progetto, presidio continuo e controllo attivo dei contractor, esecuzione di technical review ed implementazione di quality plan.
Redditività aziendale	Rischio strategico	Finalizzazione dei negoziati petroliferi e commerciali con modalità e tempistiche non in linea con quanto pianificato.	Pag. 99	Monitoraggio elementi esogeni del Paese che possono influenzare i negoziati (elezioni, crisi economiche, cambi di regime, ecc.), contatti frequenti con First Party e Partner, benchmarking con elementi contrattuali e negoziali raccolti da altri progetti e contesti.
Redditività aziendale	Rischio strategico	Fondamentali del settore europeo del gas e disallineamento dei costi dei contratti long-term al benchmark di vendita, rischio volumi con impatti sulla redditività delle vendite.	Pag. 103-104	Rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento gas in termini di volumi e prezzi, possibilità di attivare degli arbitrati internazionali in caso di fallimento delle attività di negoziazione.
Redditività aziendale	Rischio finanziario	Rischio di credito commerciale.	Pag. 99	Valutazione preventiva affidabilità clienti, Presidi organizzativi e normative dedicati al rischio credito, iniziative/progetti specifici per gestire le situazioni più critiche e ricorso a fattorizzazione.

80136/426

Obiettivi aziendali	Categoria di rischio	Principali eventi di rischio	Rif. Sezione Fattori di rischio e incertezza	Azioni di trattamento
Redditività aziendale	Rischi operativi e connessi rischi HSE	Rischi di blow-out e altri incidenti rilevanti agli impianti di estrazione, alle raffinerie e agli stabilimenti petrolchimici nel trasporto degli idrocarburi via mare e via terra (es. incendi/esplosioni, ecc.), con impatti sui risultati, il cash flow, la reputazione e le strategie.	Pag. 100-103	"Real time monitoring" delle fasi di perforazione dei pozzi, aumento operatorship, sviluppo tecnologico mirato e piani di gestione dell'emergenza. Sistemi di gestione della sicurezza, ottenimento di certificazioni e implementazione di un corpo procedurale in materia HSE; audit periodici degli impianti; Gestione e monitoraggio continuo delle operazioni di shipping e degli operatori terzi.
Redditività aziendale	Rischi operativi e connessi rischi HSE	Contenziosi in materia ambientale ed evoluzione normativa HSE con l'emergere di contingent liabilities, con impatti sui costi operativi ed extra-costi attività di bonifica.	Pag. 100-103	Presidio delle attività di bonifica dei siti e monitoraggio dell'efficacia delle attività. Sviluppo di tecnologie di risanamento; dialogo con le Pubbliche Amministrazioni, per le problematiche di ottenimento autorizzazioni attività di bonifica e lo sviluppo del territorio. Presenza di un Sistema Integrato di Gestione HSE, allineamento del corpo normativo aziendale alle nuove leggi in materia, formazione e audit tecnici gestiti da HSE.
Riduzione leverage	Rischio strategico	Downgrading rating Eni connesso al potenziale downgrade del rating sovrano italiano.	Pag. 99	Perseguimento di obiettivi di solidità finanziaria attraverso il mantenimento di una riserva di liquidità lorda, commisurata ai rischi di business e di rifinanziamento del debito, nonché di un adeguato livello di leverage; approvazione di soglie specifiche relative ai principali rischi finanziari in CdA; dialogo continuo con investitori e società di rating.
Sicurezza lavoratori e asset integrity	Rischio Paese	Rischio di security nelle aree geografiche di interesse strategico Eni, con interruzioni e perdite di produzione.	Pag. 99	Presidio continuo da parte di strutture organizzative dedicate; sistema di gestione della security e completamento delle attività di assessment dei rischi di security sulla totalità dei siti; attività di formazione sui temi security.
Sviluppo locale e rapporti con stakeholder	Rischio strategico	Percezione negativa di alcuni stakeholder locali e internazionali sulle attività dell'industry Oil & Gas.	Pag. 101	Sviluppo di un modello di comunicazione che valorizzi l'impegno profuso da Eni per uno sviluppo sostenibile, conseguimento delle certificazioni ISO 14001 e OHSAS 18001 da parte di tutte le controllate E&P con rischi HSE significativi; impegno continuo per la riduzione dell'impatto ambientale causato dalle operations e per garantire l'accesso all'energia nei Paesi in via di sviluppo.

# governance

Integrità e trasparenza sono i principi che ispirano Eni nel delineare il proprio sistema di Corporate Governance<sup>1</sup>, elemento fondante del modello di business della Società. Il sistema di Governance, affiancando la strategia d'impresa, è volto a sostenere il rapporto di fiducia fra Eni e i propri stakeholder e contribuire al raggiungimento dei risultati di business, creando valore sostenibile nel lungo periodo.

Eni, quale prima Società italiana per capitalizzazione, è impegnata a realizzare un sistema di Corporate Governance ispirato a criteri di eccellenza nel confronto aperto con il mercato. A tal fine, Eni ripone la massima attenzione nella comunicazione con i propri stakeholder, tenendo conto delle esigenze da essi manifestate e assicurando un impegno costante per l'effettivo esercizio dei diritti degli azionisti, nello sviluppo di un dialogo aperto che favorisca la reciproca comprensione. In tale contesto, nel 2013 il Presidente del Consiglio di Amministrazione di Eni ha promosso un ciclo di incontri con gli investitori istituzionali e i principali "proxy advisor" in Europa e negli Stati Uniti per favorire la piena comprensione del sistema di "corporate governance" di Eni, anche in relazione ai diversi modelli normativi di riferimento.

## La struttura di Corporate Governance di Eni

La Corporate Governance di Eni è articolata secondo il modello tradizionale, che – fermi i compiti dell'Assemblea degli azionisti – attribuisce la responsabilità della gestione al Consiglio di Amministrazione, le funzioni di vigilanza al Collegio Sindacale e quelle di revisione legale dei conti alla Società di revisione.

Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale di Eni, così come i rispettivi Presidenti, sono nominati dall'Assemblea degli azionisti attraverso il meccanismo del voto di lista. Tre consiglieri e due sindaci, fra cui il Presidente del Collegio, sono nominati da azionisti diversi da quelli di controllo, garantendo così alle minoranze un numero di rappresentanti superiore rispetto a quello previsto dalla legge. Anche il numero di Amministratori indipendenti previsto nello Statuto di Eni è superiore rispetto alle disposizioni di legge e, di fatto, il numero di Amministratori indipendenti presenti in Consiglio (7<sup>2</sup> dei 9 Amministratori in carica, di cui 8 non esecutivi) è superiore alle previsioni statutarie e di autodisciplina così come al numero medio presente nelle Società quotate italiane. La struttura del Consiglio è bilanciata anche con riferimento alle diverse professionalità ed esperienze degli Amministratori, maturate in imprese operanti prevalentemente nel settore industriale, bancario ovvero finanziario. A partire dal rinnovo del 2014, nella composizione del Consiglio e del Collegio Sindacale sarà anche assicurata l'equilibrata rappresentanza dei generi, prevista dalla legge e dallo Statuto<sup>3</sup>.

Il Consiglio di Amministrazione ha nominato un Amministratore Delegato e ha attribuito al Presidente le deleghe statutarie per l'individuazione e la promozione di progetti integrati e accordi internazionali di rilevanza strategica.

Il Consiglio ha costituito al proprio interno quattro comitati, con funzioni consultive e propositive: il Comitato Controllo e Rischi<sup>4</sup>, il Compensation Committee<sup>5</sup>, il Comitato per le nomine e l'Oil-Gas Energy Committee<sup>6</sup>, i quali riferiscono a ciascuna riunione del Consiglio sui temi più rilevanti trattati. Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica di sintesi della struttura di Corporate Governance della Società:

[1] Per maggiori approfondimenti sul sistema di Corporate Governance di Eni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Eni, pubblicata sul sito internet della Società, nella sezione Governance.

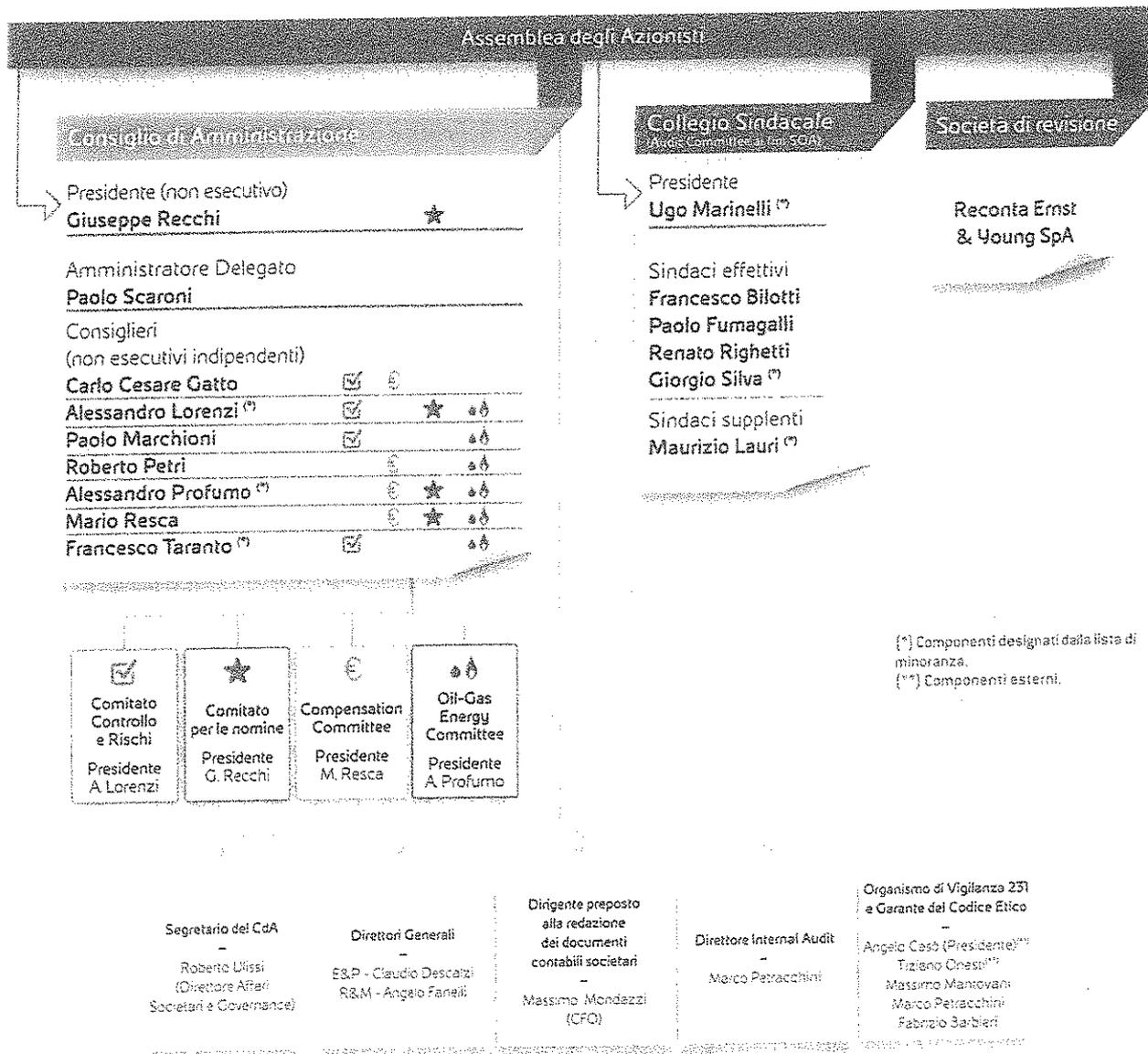
[2] Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi sia di legge, cui lo Statuto di Eni rinvia, sia delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina.

[3] In particolare, si tratta di almeno 1/5 di componenti riservati, nel primo mandato, al genere meno rappresentato e di 1/3 nei successivi due mandati. La stessa composizione è prevista dalla legge con riferimento agli organi delle Società controllate italiane non quotate, ma il Consiglio di Amministrazione di Eni ha previsto che sin dai rinnovi 2012 fosse presente almeno un 1/3 di donne rispetto alle nomine di competenza del socio Eni.

[4] Con riferimento alla composizione del Comitato Controllo e Rischi, Eni prevede che almeno due componenti possiedano un'adeguata esperienza in materia contabile, finanziaria o di gestione dei rischi, rafforzando la previsione del Codice di Autodisciplina che ne raccomanda uno soltanto.

[5] Il regolamento del Compensation Committee prevede che almeno un componente possieda adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, valutate dal Consiglio al momento della nomina.

80136/428



(\*) Componenti designati dalla lista di minoranza.  
(\*\*) Componenti esterni.

## I processi decisionali

Il Consiglio ha affidato la gestione della Società all'Amministratore Delegato, riservandosi in via esclusiva le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, in particolare in materia Governance, sostenibilità<sup>6</sup>, controllo interno e gestione dei rischi.

Affinché il Consiglio possa svolgere in modo efficace il proprio compito è necessario che gli Amministratori siano in grado di valutare le scelte che sono chiamati a compiere, disponendo di adeguate competenze e informazioni. L'attuale composizione del Consiglio, diversificata in termini di competenze ed esperienze, consente un esame approfondito delle diverse tematiche da più punti di vista. Successivamente alla nomina degli organi sociali, Eni ha predisposto un programma di Induction<sup>7</sup> e ulteriori iniziative di formazione, inclusa la visita ai siti operativi di maggior interesse nel 2013 in Venezuela. I consiglieri sono inoltre informati tempestivamente e compiutamente sui temi all'ordine del giorno del Consiglio. A tal fine, le riunioni del Consiglio sono oggetto di specifiche procedure che stabiliscono i tempi minimi per la messa a disposizione della documentazione, e il Presidente assicura che ciascun Am-

(6) Il Gruppo Eni, il Consiglio di Amministrazione e il Comitato per le nomine, riservato da iniziative nelle politiche di sostenibilità. I risultati sono comunicati in modo integrato con quelli economici, finanziari e inclusi nella Relazione Finanziaria Annuale, nonché nel Piano Strategico e nella Relazione di Gestione e nella Relazione di Gestione in materia di sostenibilità e nel bilancio integrato.

(7) In continuità con l'iniziativa avviata nel 2012, nel corso del 2013 Eni ha realizzato un piano di formazione anche per i nuovi componenti degli organi di amministrazione delle proprie Società controllate italiane, assicurandone altresì la progressiva estensione alle Società controllate e partecipate estere, con un particolare apporto formativo sull'integrità aziendale.

ministratore possa contribuire proficuamente alla discussione collegiale.

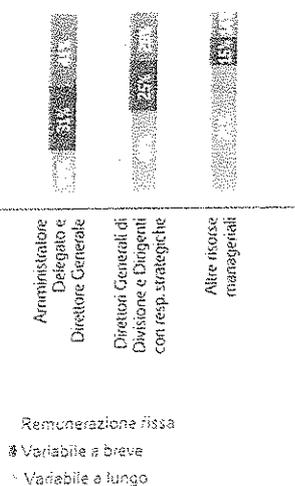
In vista dell'approvazione da parte del Consiglio delle linee strategiche della Società, viene organizzato annualmente uno "Strategy Day" per approfondire e discutere i temi rilevanti. Il Consiglio può contare, al riguardo, sull'attività istruttoria del comitato Oil-Gas Energy Committee.

Le attività formative e informative del Consiglio nell'ultimo anno sono state finalizzate in particolare ad approfondire compiti e responsabilità del Consiglio in relazione ai controlli e ai rischi aziendali. La Società ha deciso inoltre di partecipare alla fase pilota del Global Compact LEAD Board Programme<sup>9</sup>, dedicato alla formazione degli Amministratori sulle tematiche di sostenibilità, avendo contribuito attivamente allo sviluppo del programma.

Fra i compiti più rilevanti del Consiglio vi è la nomina dei ruoli chiave della gestione e controllo aziendali, quali i Direttori Generali, il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e il Direttore Internal Audit. A tal fine, il Consiglio può avvalersi dell'attività istruttoria del Comitato per le nomine.

## La politica di remunerazione

### Pay-mix



La politica sulla remunerazione degli Amministratori e del top management di Eni, in linea con le raccomandazioni di autodisciplina e le best practice in materia, è definita in modo tale da attrarre persone di elevato profilo professionale e manageriale, e da allineare l'interesse del management all'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti nel medio/lungo periodo.

A tal fine, la struttura della remunerazione del top management di Eni è definita in relazione al ruolo e alle responsabilità attribuite, considerando i riferimenti di mercato applicabili per posizioni analoghe, un panel di imprese comparabili con Eni per dimensione e complessità, ed è composta da un equilibrato mix di componenti fisse e di componenti variabili.

Nell'ambito della politica di remunerazione Eni per i ruoli esecutivi, particolare rilevanza assume la componente variabile collegata ai risultati conseguiti, attraverso sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi economico/finanziari, di sviluppo del business e operativi, definiti in un'ottica di sostenibilità dei risultati, in coerenza con il Piano Strategico della Società. La remunerazione variabile dei ruoli con maggiore influenza sui risultati aziendali è inoltre caratterizzata da una significativa incidenza delle componenti di incentivazione di lungo termine, attraverso un adeguato differimento degli incentivi in un orizzonte temporale almeno triennale in coerenza con la natura di lungo termine del business esercitato.

Per quanto riguarda in particolare le tematiche di sostenibilità, gli obiettivi dell'Amministratore Delegato, ai fini della valutazione della performance annuale, comprendono, per il 2014, il mantenimento della presenza di Eni nei principali indici di sostenibilità nonché lo sviluppo di un programma di "Integrity Culture". Gli obiettivi dei Direttori Generali di Divisione e degli altri Dirigenti con responsabilità strategiche sono assegnati in relazione al perimetro di responsabilità del ruolo ricoperto, anche in termini di salute e sicurezza, tutela ambientale, relazioni con gli stakeholder.

La politica sulla remunerazione è descritta nella prima sezione della Relazione sulla remunerazione disponibile sul sito internet della Società ([www.eni.com](http://www.eni.com)) ed è sottoposta, con cadenza annuale, al voto consultivo degli azionisti in Assemblea<sup>9</sup>.

[8] Eni è componente del Lead Group Global Compact UN.

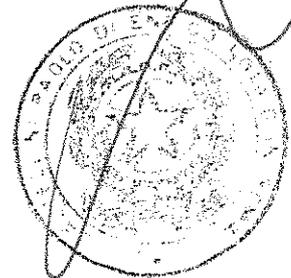
[9] In particolare, Eni ha confermato nel 2013, l'ottimo consenso registrato già nel 2012 sulle proprie politiche di remunerazione, in quanto, a fronte di un sensibile aumento della partecipazione in Assemblea (il 61,08% del capitale sociale contro il 56,4% del 2012), ha espresso voto favorevole il 96,24 delle azioni presenti, in aumento di circa 3,6 punti percentuali rispetto al 2012.

80136/430

## Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi

Eni adotta un sistema di controllo interno e di gestione dei rischi integrato e diffuso, basato su strumenti e flussi informativi che, coinvolgendo tutte le persone di Eni, conducono da ultimo agli organi di vertice della Società. I componenti del Consiglio, così come i componenti degli altri organi sociali e tutte le persone di Eni, sono tenuti altresì al rispetto del Codice Etico di Eni (parte integrante del Modello 231 della Società), che prescrive i canoni di condotta per una gestione leale e corretta del business della Società. Nel marzo 2013 è stato adottato uno strumento normativo per la disciplina integrata del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, le cui linee di indirizzo, approvate dal Consiglio, definiscono compiti, responsabilità e modalità di coordinamento tra i principali attori del sistema. Per le modalità di gestione dei rischi aziendali si veda il capitolo "Risk Management".

Parte integrante del sistema di controllo interno di Eni è il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, che ha l'obiettivo di fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità dell'informativa finanziaria stessa e sulla capacità del processo di redazione del bilancio di produrre tale informativa in accordo con i principi contabili internazionali di generale accettazione. La responsabilità di progettare, istituire e mantenere nel tempo il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria è affidata all'Amministratore Delegato e al Chief Financial Officer (CFO) di Eni che inoltre, ricopre il ruolo di Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari (DP).



# Exploration & Production

Principali indicatori di performance				
		2011	2012	2013
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,41	0,28	0,14
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,41	0,36	0,26
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	1,83	0,81	-
Ricavi della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	29.121	35.881	31.268
Utile operativo		15.887	18.470	14.871
Utile operativo adjusted		16.025	18.537	14.646
Utile netto adjusted		6.865	7.426	5.952
Investimenti tecnici		9.435	10.307	10.475
ROACE Adjusted	(%)	17,2	17,6	13,5
Profit per boe <sup>(b)</sup>	(\$/boe)	12,0	16,0	15,5
Opex per boe <sup>(b)</sup>		7,3	7,1	8,3
Cash flow per boe <sup>(d)</sup>		31,7	32,8	31,9
Finding & Development cost per boe <sup>(c)(d)</sup>		18,8	17,4	19,2
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi <sup>(d)</sup>		72,25	73,39	71,87
Produzione di idrocarburi <sup>(d)</sup>	(migliaia di boe/giorno)	1.581	1.701	1.619
Riserve certe di idrocarburi <sup>(d)</sup>	(milioni di boe)	7.086	7.166	6.535
Vita utile residua delle riserve certe <sup>(d)</sup>	(anni)	12,3	11,5	11,1
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve <sup>(d)</sup>	(%)	143	147	105
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	10.425	11.304	12.352
di cui: all'estero		6.628	7.371	8.219
Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	2.930	3.015	1.728
Oil spill da sabotaggio (>1 barile)		7.657	8.436	5.493
Acqua di formazione re-iniettata	(%)	43	49	55
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	23,59	28,46	25,71
di cui: da flaring		9,55	9,46	8,48
Community investment	(€ milioni)	62	59	53

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi intrasettoriali.  
(b) Relativo alle società consolidate.  
(c) Media triennale.  
(d) Include la quota Eni delle joint venture e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto.

## Performance dell'anno

- Nel 2013 prosegue il trend di miglioramento degli indici infortunistici pari al -48,7% per i dipendenti e -28,8% per i contrattisti rispetto al 2012, nonché un fatality index che risulta pari a zero. Eni continua a mantenere elevati i livelli di attenzione alla sicurezza di tutte le attività, in particolare il programma "eni in safety" ha visto nel settore E&P un coinvolgimento di oltre 1.600 persone in Italia e all'estero.
- Le emissioni dirette di gas serra risultano in riduzione del 9,7% rispetto all'esercizio di confronto (-10,4% le emissioni da flaring), a seguito, in particolare, dei programmi di flaring down completati in Nigeria e alle maggiori forniture alle centrali elettriche in Congo (in particolare la Centrale CEC, Eni 20%).
- In riduzione i volumi sversati per oil spill (-42,7% per quelli operativi; -34,9% da sabotaggio) e zero blow-out per il decimo anno consecutivo.
- Prosegue il trend di miglioramento nell'acqua re-iniettata, con un livello record pari al 55%. In particolare è stato esteso per i prossimi anni un piano di re-iniezione di acqua nell'onshore Nigeriano.
- Nel 2013 il settore E&P registra una riduzione di €1.474 milioni di utile netto adjusted pari al 20% rispetto al 2012, a causa delle interruzioni straordinarie, in particolare, in Libia, Nigeria e Algeria. La generazione di cassa è stata robusta con \$30 per barile prodotto grazie alla competitiva posizione di costo.

80136/432

➤ La produzione di idrocarburi del 2013 è stata di 1.619 mila boe/giorno con una flessione del 4,8% rispetto al 2012 principalmente a causa di fattori geopolitici. Il contributo degli avvii/regimazioni dell'anno hanno parzialmente assorbito l'effetto delle fermate programmate e problemi tecnici nonché i declini delle produzioni mature.

➤ Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2013 ammontano a 6,54 miliardi di barili, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di \$108 per barile. Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe è stato del 105%. La vita utile residua delle riserve è di 11,1 anni (11,5 anni nel 2012).

#### Ottimizzazione del portafoglio

➤ È stata perfezionata la cessione del 20% dell'Area 4 operata in Mozambico al partner cinese CNPC per il corrispettivo di €3,4 miliardi. L'operazione consente di anticipare di molti anni i cash flow futuri attesi dallo sviluppo dell'asset. L'entrata di CNPC nell'Area 4 ha valenza strategica per il progetto in considerazione della rilevanza del nuovo partner nei settori upstream e downstream a livello mondiale.

➤ È stata ceduta a società del Gruppo Gazprom la partecipazione del 60% nella joint venture Artic Russia che possiede il 49% di Severenergia società titolare di quattro licenze di esplorazione e produzione d'idrocarburi in Russia. Il corrispettivo della cessione di €2,2 miliardi è stato incassato il 15 gennaio 2014.

➤ Sono state acquisite licenze esplorative in Paesi che si propongono come nuove frontiere nel campo della ricerca degli idrocarburi, quali il Vietnam, Myanmar e la Groenlandia, in aree ad elevato potenziale quale Cipro, l'offshore Russo e il Kenia, nonché in aree di consolidata presenza quali Australia, Indonesia, Cina, Congo, Egitto e Norvegia.

#### Esplorazione

Il 2013 è stato un anno di successo per l'attività esplorativa con risorse scoperte pari a circa 1,8 miliardi di boe al costo unitario competitivo di \$1,2 per barile:

➤ La campagna esplorativa dell'anno in Mozambico nel bacino offshore di Rovuma nell'Area 4 (Eni 50%, operatore) ha riguardato l'appraisal delle scoperte di Mamba e Coral e un nuovo prospect nella zona meridionale dell'Area 4, con la scoperta di Aguilha. Il potenziale minerario complessivo è ora stimato in 2.650 miliardi di metri cubi di gas in place.

➤ Le recenti attività di appraisal della scoperta di Sankofa East nella licenza Offshore Cape Three Points (Eni operatore con il 47,22%) in Ghana, ha confermano l'elevato potenziale a olio anche nella parte occidentale. Si stima il potenziale complessivo della scoperta Sankofa East in circa 450 milioni di barili di olio in place con risorse recuperabili fino a 150 milioni di barili.

➤ È stata effettuata la nuova scoperta a olio Skavl (Eni 30%) nel Mare di Barents in Norvegia, che si conferma area straordinariamente prolificata e si aggiunge alle recenti scoperte a olio e gas di Skrugard e Havis. Le riserve di olio recuperabili nell'intera licenza sono stimate in oltre 500 milioni di barili al 100% e saranno oggetto di un piano di sviluppo congiunto rapido ed efficiente.

➤ Le recenti scoperte e attività di appraisal nel Blocco Marine XII (Eni 65%, operatore) in Congo portano il potenziale minerario dell'area a 2,5 miliardi di boe in place.

➤ Ulteriori successi esplorativi dell'anno sono stati registrati in Australia, Angola, Egitto, Norvegia e Pakistan dove l'immediata disponibilità di infrastrutture consentirà uno sviluppo con costi contenuti e ridotto time-to-market.

➤ È stato completato con Rosneft l'accordo di cooperazione strategica per la conduzione di attività esplorative nell'offshore russo del Mare di Barents (licenze di Fedynsky e Central Barents), dove sono stati avviati i rilievi sismografici e del Mar Nero (licenza di Western Chernomorsky).

➤ Firmato un accordo con Quicksilver per l'esplorazione e lo sviluppo congiunto di giacimenti a olio non convenzionale (shale oil) nell'onshore degli Stati Uniti. In particolare, Eni parteciperà con la quota del 50%.

➤ Gli investimenti nell'esplorazione dell'anno ammontano a €1.669 milioni. Nell'anno sono stati completati 53 nuovi pozzi esplorativi (27,8 in quota Eni). Il tasso di successo commerciale è del 36,9% (38,5% in quota Eni). A fine esercizio risultano 129 pozzi in progress (55 in quota Eni).

#### Sviluppi di portafoglio e di sostenibilità

➤ Sono stati realizzati percorsi formativi nel campo dei Diritti Umani destinati al personale, impegnato in particolare nel campo della sicurezza, presso le realtà operative dell'Indonesia e dell'Algeria. Il programma ha coinvolto complessivamente circa 200 persone nelle aree di Jakarta, del Borneo e Algeri. Tali attività formative sono parte di un programma pluriennale eseguito da Eni che è stato presentato al Global Compact Leaders Summit del settembre 2013.

➤ Nel 2013 la spesa complessiva in interventi per il territorio è stata di €53 milioni (€59 milioni nel 2012). È proseguito l'impegno sul fronte "accesso all'energia" in Congo e in Nigeria.

➤ È stata avviata la accelerated early production del giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni 40%), nella Faja dell'Orinoco, con volumi in place certificati di 35 miliardi di barili. La produzione della prima fase di early production è prevista raggiungere un plateau di 75 mila barili/giorno alla fine del 2015.

► In linea con i piani produttivi, sono stati avviati, oltre al citato Junin 5, il progetto MLE-CAFC (Eni 75%) ed El Merk (Eni 12,25%) in Algeria, l'impianto di liquefazione Angola LNG (Eni 13,6%) e altri in Egitto, Nigeria, Norvegia e Regno Unito nonché sono stati sanzionati 7 progetti rilevanti. L'avvio dei nuovi giacimenti e le regimazioni di quelli già in produzione hanno contribuito con 140 mila boe/giorno di nuova produzione.

► Sono stati investiti €8.580 milioni nel completamento di importanti progetti di sviluppo (+3,3% rispetto al 2012), in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Angola, Congo, Italia, Nigeria, Kazakistan, Egitto e Regno Unito.

► Nel 2013 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di €87 milioni (€94 milioni nel 2012).

## Riserve

### Generalità

I criteri adottati per la valutazione e la classificazione delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, sono in linea con quanto previsto dalla "Regulation S-X Rule 4-10" emessa dalla Security and Exchange Commission (SEC). In particolare sono definite "riserve certe" le quantità stimate di liquidi (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione.

I prezzi utilizzati per la valutazione degli idrocarburi derivano dalle quotazioni ufficiali pubblicate da Platt's Marketwire, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio; eventuali successive variazioni sono considerate solo se previste da contratti in essere.

I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di incertezza. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dalla loro interpretazione. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono nel tempo soggette a revisioni, in aumento o in diminuzione, in funzione dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Le riserve certe relative ai contratti di concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza. Le riserve certe relative ai contratti di PSA sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (Cost oil) e della remunerazione fissata contrattualmente (Profit oil). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service e di buyback.

### Governance delle riserve

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. Il Dipartimento Riserve della Di-

visione Exploration & Production ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve. Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore<sup>1</sup>; D&M ha attestato inoltre che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti.

Il processo di valutazione delle riserve, come descritto nella procedura interna di controllo, coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i Local Reserves Evaluators (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi, di smantellamento e di ripristino siti); (ii) l'unità di Ingegneria del Petrolio di sede che verifica i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative; (iii) i responsabili di area geografica che validano le condizioni commerciali e lo stato dei progetti; (iv) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; (v) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi dei Division Reserves Evaluators (DRE), controlla in maniera indipendente rispetto alle suddette unità la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi.

Il Responsabile del Dipartimento Riserve ha frequentato il Politecnico di Torino conseguendo la Laurea in Ingegneria Mineraria nel 1985 e possiede un'esperienza di oltre 25 anni nel settore petrolifero e oltre 15 anni nella valutazione delle riserve.

Il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. In particolare, la qualifica professionale dei Reserves Evaluators è conforme agli standard internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

[1] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo [www.eni.com](http://www.eni.com) nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2009.

80136/434

**Valutazione indipendente delle riserve**

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti<sup>2</sup> tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti<sup>3</sup>. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri. Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni, sono inoltre

forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2013 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton<sup>3</sup> hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne. In particolare nel 2013 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 30% delle riserve Eni al 31 dicembre 2013<sup>4</sup>. Nel triennio 2011-2013 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 92% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2013 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono M'Boundi (Congo) e Elgin Franklin (Regno Unito).

**Evoluzione**

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto. L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

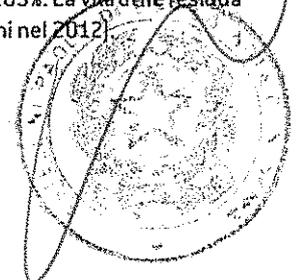
(milioni di boe)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
<b>Riserve certe al 31 dicembre 2012</b>	<b>5.667</b>	<b>1.499</b>	<b>7.166</b>
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito e altro (escluso l'effetto prezzo)	607		607
Effetto prezzo	14		14
Promozioni nette	621		621
Cessioni	(13)	(652)	(665)
Acquisizioni	4		4
Produzione	(571)	(20)	(591)
<b>Riserve certe al 31 dicembre 2013</b>	<b>5.708</b>	<b>827</b>	<b>6.535</b>
Tasso di rimpiazzo organico	(%)		105

Nel 2013 le promozioni nette a riserve certe di 621 milioni di boe sono riferite a: (i) revisioni di precedenti stime (+508 milioni di boe) in particolare in Congo, Iraq, Australia e Nigeria; (ii) nuove scoperte, estensioni e altro (+108 milioni di boe), in particolare in Angola, Indonesia e Stati Uniti; (iii) miglioramenti di recupero assistito (+5 milioni di boe) in particolare in Nigeria. Le promozioni beneficiano di un marginale effetto prezzo positivo di 14 milioni di boe, a seguito della riduzione del marker Brent

di riferimento da 111 \$/barile nel 2012 a 108 \$/barile del 2013. Le cessioni hanno riguardato le dismissioni relative agli asset Russi (-652 milioni di boe) e altri asset nel Regno Unito (-13 milioni di boe).

Le acquisizioni si riferiscono a incrementi di quote di partecipazione in asset in Egitto (+4 milioni di boe).

Il tasso di rimpiazzo organico<sup>5</sup> è pari al 105%. La vita utile residua delle riserve è pari a 11,1 anni (11,5 anni nel 2012).



[2] Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, anche la società Ryder Scott.

[3] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo [www.eni.com](http://www.eni.com) nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2013.

[4] Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.

[5] Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (al netto delle cessioni e acquisizioni dell'anno) e la produzione dell'anno. Il tasso di rimpiazzo organico è superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

### Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2013 ammontano a 3.108 milioni di boe, di cui 1.361 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Kazakhstan e 272 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa e Venezuela. Le società consolidate detengono riserve certe non sviluppate per 1.248 milioni di barili di liquidi e 167 miliardi di metri cubi di gas naturale. Nel 2013 le riserve certe non sviluppate sono diminuite di 542 milioni di boe a seguito essenzialmente della cessione degli asset in Russia e per la restante parte per revisioni positive e negative di tipo tecnico e contrattuale.

Durante il 2013, Eni ha convertito da riserve certe non sviluppate a riserve certe sviluppate 337 milioni di boe a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo, degli start-up della produzione e della revisione di progetti. I principali passaggi a riserve certe sviluppate sono relativi ai giacimenti di Kashagan (Kazakhstan), CAFC-MLE e Blocco 208 (Algeria), Jasmine (Regno Unito) e Zubair (Iraq).

Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno sono pari a circa €2 miliardi.

La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. Le riserve certe non sviluppate relative a taluni progetti possono rimanere tali per 5 o più anni a seguito di diverse motivazioni, tra cui le difficili condizioni operative in aree remote, limitazioni nella disponibilità di infrastrutture e nella capacità degli impianti o l'esistenza di vincoli contrattuali e altri fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione. Eni valuta circa 0,8 miliardi di boe di riserve certe non sviluppate rimaste tali per 5 o più anni, concentrate principalmente in: (i) Kazakhstan nel giacimento di Kashagan (0,4 miliardi di boe) che residuano dopo lo start-up della fase

1 dello sviluppo (Experimental Program) associate al completamento delle facilities e della campagna di drilling (per maggiori approfondimenti si rimanda al paragrafo "Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo - Kashagan"); (ii) alcuni giacimenti a gas in Libia (0,3 miliardi di boe) dove lo sviluppo delle riserve e gli avvii in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine; (iii) altri progetti minori dove le attività di sviluppo sono in corso.

### Impegni contrattuali di fornitura

Eni vende le produzioni di petrolio e gas naturale sulla base di differenti schemi contrattuali. Alcuni di questi contratti, per lo più inerenti alle vendite di gas, stabiliscono termini di fornitura di quantità fisse e determinabili.

Eni, sulla base dei contratti o degli accordi esistenti, ha l'obbligo contrattuale di consegnare, nell'arco dei prossimi tre anni, una quantità di idrocarburi pari a circa 348 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati principalmente in Algeria, Australia, Egitto, Libia, Nigeria e Norvegia.

I contratti di vendita prevedono varie formule di prezzo fisse e variabili legate generalmente ai prezzi di mercato del petrolio, del gas naturale o di altri prodotti petroliferi. Il management ritiene di poter soddisfare gli impegni contrattuali di fornitura in essere principalmente tramite la produzione delle proprie riserve certe sviluppate e in alcune circostanze integrando le proprie disponibilità con acquisti di prodotto da terzi. La produzione è prevista coprire circa il 75% degli impegni di fornitura. Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna a oggi in essere.

80136/436

## Riserve certe di petrolio e gas naturale

	2011			2012			2013		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
<b>Società consolidate</b>									
<b>Italia</b>	259	70.520	707	227	46.201	524	220	43.329	499
<i>Sviluppate</i>	184	55.989	540	165	37.512	406	177	35.835	408
<i>Non sviluppate</i>	75	14.531	167	62	8.689	118	43	7.494	91
<b>Resto d'Europa</b>	372	40.360	630	351	37.317	591	330	35.341	557
<i>Sviluppate</i>	195	28.156	374	180	26.184	349	179	25.587	343
<i>Non sviluppate</i>	177	12.204	256	171	11.133	242	151	9.754	214
<b>Africa Settentrionale</b>	917	175.303	2.031	904	157.418	1.915	830	148.162	1.783
<i>Sviluppate</i>	622	86.929	1.175	584	77.013	1.080	561	68.864	1.003
<i>Non sviluppate</i>	295	88.374	856	320	80.405	835	269	79.298	780
<b>Africa Sub-Sahariana</b>	670	55.186	1.021	672	58.341	1.048	723	67.202	1.155
<i>Sviluppate</i>	483	40.699	742	456	40.477	716	465	36.666	701
<i>Non sviluppate</i>	187	14.487	279	216	17.864	332	258	30.536	454
<b>Kazakhstan</b>	653	46.642	950	670	57.701	1.041	679	55.402	1.035
<i>Sviluppate</i>	215	41.917	482	203	39.686	458	295	42.144	566
<i>Non sviluppate</i>	438	4.725	468	467	18.015	583	384	13.258	469
<b>Resto dell'Asia</b>	106	19.405	230	82	15.925	184	128	21.089	263
<i>Sviluppate</i>	34	14.958	129	41	10.538	108	38	8.101	90
<i>Non sviluppate</i>	72	4.447	101	41	5.387	76	90	12.988	173
<b>America</b>	132	16.699	238	154	12.709	236	147	14.397	240
<i>Sviluppate</i>	92	10.887	162	109	9.453	170	96	8.769	153
<i>Non sviluppate</i>	40	5.812	76	45	3.256	66	51	5.628	87
<b>Australia e Oceania</b>	25	17.103	133	24	16.197	128	22	24.001	176
<i>Sviluppate</i>	25	13.909	112	24	13.003	107	20	15.894	123
<i>Non sviluppate</i>		3.194	21		3.194	21	2	8.107	53
<b>Totale società consolidate</b>	3.134	441.218	5.940	3.084	401.809	5.667	3.079	408.923	5.708
<i>Sviluppate</i>	1.850	293.444	3.716	1.762	253.866	3.394	1.831	241.860	3.387
<i>Non sviluppate</i>	1.284	147.774	2.224	1.322	147.943	2.273	1.248	167.063	2.321
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
<b>Resto d'Europa</b>	50			2					
<i>Sviluppate</i>	3			2					
<i>Non sviluppate</i>	47								
<b>Africa Settentrionale</b>	17	568	21	17	460	20	16	421	19
<i>Sviluppate</i>	16	498	19	17	460	20	16	418	19
<i>Non sviluppate</i>	1	70	2					3	
<b>Africa Sub-Sahariana</b>	22	9.580	83	16	10.007	81	15	9.350	75
<i>Sviluppate</i>	4	108	4						
<i>Non sviluppate</i>	18	9.472	79	16	10.007	81	15	9.350	75
<b>Resto dell'Asia</b>	110	85.880	656	114	86.183	668	116	803	77
<i>Sviluppate</i>		665	5	8	11.388	82		382	3
<i>Non sviluppate</i>	110	85.215	651	106	74.795	586	116	421	74
<b>America</b>	151	37.015	386	119	95.806	730	116	94.955	726
<i>Sviluppate</i>	25	237	26	19	164	20	19	151	18
<i>Non sviluppate</i>	126	36.778	360	100	94.842	710	97	94.804	708
<b>Totale società in joint venture e collegate</b>	300	133.093	1.146	266	191.658	1.499	148	105.529	827
<i>Sviluppate</i>	45	1.511	54	44	12.014	122	35	951	40
<i>Non sviluppate</i>	255	131.582	1.092	222	179.644	1.377	113	104.578	787
<b>Totale riserve certe</b>	3.434	574.311	7.086	3.350	593.467	7.166	3.227	514.452	6.535
<i>Sviluppate</i>	1.895	294.955	3.770	1.806	265.880	3.516	1.866	242.811	3.427
<i>Non sviluppate</i>	1.539	279.356	3.316	1.544	327.587	3.650	1.361	271.641	3.108

## Produzione

Nel 2013 la produzione di idrocarburi è stata di 1,619 milioni di boe/giorno in riduzione del 4,8% rispetto al 2012. Il livello di produzione è stato penalizzato da eventi di forza maggiore, in particolare, in Libia, Nigeria e Algeria con impatti rilevanti e dalle dismissioni eseguite a metà 2012, mentre ha beneficiato solo parzialmente dell'operatività nel Regno Unito della piattaforma Elgin/Franklin (Eni 21,87%) operata da altra oil major non in produzione nel 2012 a causa di un incidente. Il contributo degli avvisi di nuovi giacimenti e la crescita dei campi avviati principalmente in Algeria ed Egitto, hanno parzialmente assorbito l'effetto delle fermate programmate e problemi tecnici, rispettivamente nel Mare del Nord e nel Golfo del Messico, e i declini delle produzioni mature. La quota di produzione estera è stata dell'89% (89% nel 2012).

La produzione di petrolio (833 mila barili/giorno) è diminuita di 49 mila barili/giorno rispetto all'esercizio precedente, pari al 5,6%, principalmente a causa delle minori produzioni in Libia e Nigeria, delle fermate programmate e straordinarie nonché dai declini di produzioni mature. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dagli start-up/ramp-up essenzialmente in: (i) Algeria, a seguito dello start-up dei progetti MLE-CAFC (Eni 75%) ed El Merk (Eni 12,25%); (ii) Egitto, a seguito del ramp-up dell'area di Meleiha (Eni 76%); e (iii) Iraq, con la produzione incrementale del giacimento Zubair (Eni 41,6%).

La produzione di gas naturale (122 milioni di metri cubi/giorno) si riduce di 5 milioni di metri cubi/giorno rispetto al 2012, pari al 3,9%. Le minori produzioni in Nigeria, le fermate programmate e straordinarie nonché il declino delle produzioni mature sono state in parte compensate dal contributo degli start-up/ramp-up del periodo essenzialmente in Algeria e Regno Unito, a seguito dell'avvio del giacimento Jasmine (Eni 33%).

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 555,3 milioni di boe. La differenza di 35,7 milioni di boe rispetto alla produzione di 591 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (30 milioni di boe). La produzione venduta di petrolio e condensati (299,5 milioni di barili) è stata destinata per circa il 60% al settore Refining & Marketing (di cui circa il 25% destinate alle lavorazioni Eni). La produzione venduta di gas naturale (39,8 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 27% al settore Gas & Power.

Nel 2013 la riduzione degli oil spill operativi e da sabotaggio è pari al 42,7% e 34,9%, rispettivamente. I volumi sversati sono concentrati complessivamente in Nigeria, a seguito della situazione di sicurezza e forza maggiore registrata nell'anno. In particolare è stato avviato un progetto pilota per individuare una tecnologia idonea per contrastare le azioni di bunkering illegale. Eni continua a monitorare le proprie attività produttive e ad avviare tutte le misure necessarie per una gestione sempre più efficiente delle operazioni.

## Pozzi produttivi

Nel 2013 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 8.697 (3.424,4 in quota Eni). In particolare i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 6.099 (2.217,4 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 2.598 (1.207 in quota Eni). Nella tabella seguente sono riportati il numero dei pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932).

(numero)	2013			
	Petrolio		Gas naturale	
	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	240,0	194,1	615,0	531,5
Resto d'Europa	415,0	60,8	182,0	90,2
Africa Settentrionale	1.590,0	820,4	199,0	85,8
Africa Sub-Sahariana	2.908,0	585,9	339,0	25,5
Kazakhstan	104,0	29,7		
Resto dell'Asia	644,0	417,3	897,0	341,6
America	191,0	105,4	352,0	129,1
Australia e Oceania	7,0	3,8	14,0	3,3
	<b>6.099,0</b>	<b>2.217,4</b>	<b>2.598,0</b>	<b>1.207,0</b>

[a] Include 2.162 (761,2 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

80136/438

Produzione giornaliera di idrocarburi <sup>(a)</sup>									
	2011			2012			2013		
	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
<b>Società consolidate</b>									
<b>Italia</b>	64	19,1	186	63	19,7	189	71	17,9	186
<b>Resto d'Europa</b>	120	15,2	216	95	13,0	178	77	12,2	155
Croazia		0,9	5		0,7	5		1,2	8
Norvegia	80	8,0	131	74	8,2	126	60	7,1	106
Regno Unito	40	6,3	80	21	4,1	47	17	3,9	41
<b>Africa Settentrionale</b>	204	35,8	432	267	48,8	581	248	47,2	551
Algeria	69	0,5	72	71	1,1	78	73	2,3	88
Egitto	91	22,7	236	88	22,8	235	93	20,8	227
Libia	36	12,0	112	101	24,4	258	76	23,7	228
Tunisia	8	0,6	12	7	0,5	10	6	0,4	8
<b>Africa Sub-Sahariana</b>	275	14,3	366	245	15,1	343	242	13,6	329
Angola	92	0,9	98	78	1,0	85	79	0,9	84
Congo	87	3,4	108	82	3,4	104	90	4,6	120
Nigeria	96	10,0	160	85	10,7	154	78	8,1	125
<b>Kazakhstan</b>	64	6,5	106	61	6,3	102	61	6,0	100
<b>Resto dell'Asia</b>	33	11,4	106	41	11,1	112	43	10,0	108
Cina	7	0,1	8	8	0,1	9	7	0,1	8
India		0,6	4		0,3	2		0,2	1
Indonesia	1	1,6	12	1	1,7	12	1	1,5	11
Iran	6		6	3		3	4		4
Iraq	7		7	18		18	22		22
Pakistan	1	9,1	58	1	8,8	57		8,0	52
Turkmenistan	11		11	10	0,2	11	9	0,2	10
<b>America</b>	55	9,5	115	72	8,1	124	61	7,0	106
Ecuador	7		7	25		25	13		13
Stati Uniti	48	7,9	98	47	6,4	88	48	5,3	82
Trinidad e Tobago		1,6	10		1,7	11		1,7	11
<b>Australia e Oceania</b>	11	2,8	28	18	2,9	37	10	3,1	30
Australia	11	2,8	28	18	2,9	37	10	3,1	30
	826	114,6	1.555	862	125,0	1.666	813	117,0	1.565
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Angola	3	0,1	4	2	0,1	2		0,4	3
Brasile	1		1	2		2			
Indonesia	1	0,7	6	1	0,7	6	1	0,7	5
Russia				2	1,5	11	5	4,0	31
Tunisia	5	0,2	6	4	0,2	5	4	0,2	5
Venezuela	9		9	9		9	10		10
	19	1,0	26	20	2,5	35	20	5,3	54
<b>Totale</b>	845	115,6	1.581	882	127,5	1.701	833	122,3	1.619

(a) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (12,8, 10,9 e 9,1 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2013, 2012 e 2011).



## Attività di drilling

### Esplorazione

Nel 2013 sono stati ultimati 53 nuovi pozzi esplorativi (27,8 in quota Eni), a fronte dei 60 (34,1 in quota Eni) del 2012 e dei 56 (28 in quota Eni) del 2011.

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e in progress come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932).

Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 36,9% (38,5% in quota Eni), a fronte del 40% (40,8% in quota Eni) del 2012 e del 42% (38,6% in quota Eni) del 2011.

### Sviluppo

Nel 2013 sono stati ultimati 463 nuovi pozzi di sviluppo (187,2 in quota Eni) a fronte dei 351 (163,6 in quota Eni) del 2012 e dei 407 (186,1 in quota Eni) del 2011.

È attualmente in corso la perforazione di 130 pozzi di sviluppo (45 in quota Eni).

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi di sviluppo classificati come produttivi, sterili, in progress e i pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932).

Perforazione esplorativa								
(numero)	Pozzi completati <sup>(a)</sup>						Pozzi in progress <sup>(b)</sup>	
	2011		2012		2013		2013	
	successo commerciale	sterili <sup>(c)</sup>	successo commerciale	sterili <sup>(c)</sup>	successo commerciale	sterili <sup>(c)</sup>	totale	in quota Eni
Italia			1,0				5,0	3,4
Resto d'Europa	0,3	0,7	1,0	1,0		3,4	17,0	6,2
Africa Settentrionale	6,2	3,4	6,3	11,3	4,9	5,4	14,0	9,8
Africa Sub-sahariana	0,6	2,6	4,5	5,1	3,2	6,6	60,0	24,3
Kazakhstan				0,8		0,4	6,0	1,1
Resto dell'Asia	0,2	7,6	0,5	0,6	4,3	2,7	21,0	8,2
America	2,5			0,1	0,2	1,2	4,0	1,2
Australia e Oceania		1,4		0,4		0,5	2,0	0,8
	9,8	15,7	13,3	19,3	12,6	20,2	129,0	55,0

Perforazione di sviluppo								
(numero)	Pozzi completati <sup>(a)</sup>						Pozzi in progress	
	2011		2012		2013		2013	
	produttivi	sterili <sup>(c)</sup>	produttivi	sterili <sup>(c)</sup>	produttivi	sterili <sup>(c)</sup>	totale	in quota Eni
Italia	25,3		18,0	1,0	7,4	1,0	3,0	3,0
Resto d'Europa	3,3	0,3	2,9	0,6	6,3		31,0	5,9
Africa Settentrionale	55,9	1,1	46,0	1,6	61,6	3,3	20,0	11,3
Africa Sub-Sahariana	28,2	1,0	27,4	0,3	26,3	1,2	20,0	5,1
Kazakhstan	1,3		1,4		0,3		12,0	3,1
Resto dell'Asia	39,2	2,5	41,2	0,1	61,7	4,3	26,0	11,4
America	27,6		23,1		13,8		12,0	4,8
Australia e Oceania	0,4						1,0	0,4
	181,2	4,9	160,0	3,6	177,4	9,8	130,0	45,0

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

(b) Includono i pozzi temporaneamente sospesi e in attesa di valutazione.

(c) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificare il completamento.

## Superfici

Al 31 dicembre 2013 il portafoglio minerario di Eni consiste in 976 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 42 Paesi dei cinque continenti per una superficie totale di 276.256 chilometri quadrati in quota Eni: la superficie sviluppata è di 41.538 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 234.718 chilometri quadrati in quota Eni. Nel 2013 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi

titoli principalmente in Cipro, Kenia, Groenlandia, Norvegia, Russia e Vietnam per una superficie di circa 48.000 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Angola, Cina, Congo, Egitto, Polonia, Russia, Timor Leste, Stati Uniti e Regno Unito per circa 15.000 chilometri quadrati; (iii) dalla riduzione di superficie netta sia per rilascio parziale, sia per riduzione della quota di partecipazione in Congo, Indonesia, Mozambico e Timor Leste per circa 6.000 chilometri quadrati.

80136/440

## Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2012		31 dicembre 2013					
	Totale Sup. netta <sup>(a)</sup>	Numero titoli	Sup. lorda <sup>(a)</sup> sviluppata	Sup. lorda <sup>(a)</sup> non sviluppata	Totale Sup. lorda <sup>(a)</sup>	Sup. netta <sup>(a)</sup> sviluppata	Sup. netta <sup>(a)</sup> non sviluppata	Totale Sup. netta <sup>(a)</sup>
<b>EUROPA</b>	<b>27.423</b>	<b>264</b>	<b>16.170</b>	<b>40.753</b>	<b>56.923</b>	<b>10.907</b>	<b>26.111</b>	<b>37.018</b>
Italia	17.556	151	10.663	10.815	21.478	8.948	8.334	17.282
Resto d'Europa	9.867	113	5.507	29.938	35.445	1.959	17.777	19.736
Cipro		3		12.523	12.523		10.018	10.018
Croazia	987	2	1.975		1.975	987		987
Norvegia	2.676	57	2.264	9.302	11.566	346	3.433	3.779
Polonia	1.968	2		969	969		969	969
Regno Unito	914	34	1.218	223	1.441	596	42	638
Ucraina	1.941	12	50	3.840	3.890	30	1.911	1.941
Altri Paesi	1.381	3		3.081	3.081		1.404	1.404
<b>AFRICA</b>	<b>142.796</b>	<b>280</b>	<b>66.341</b>	<b>185.574</b>	<b>251.915</b>	<b>20.131</b>	<b>116.965</b>	<b>137.096</b>
Africa Settentrionale	21.390	116	32.560	14.334	46.894	14.150	6.262	20.412
Algeria	1.232	42	3.223	187	3.410	1.148	31	1.179
Egitto	4.590	53	4.926	5.460	10.386	1.778	1.887	3.665
Libia	13.294	10	17.947	8.687	26.634	8.950	4.344	13.294
Tunisia	2.274	11	6.464		6.464	2.274		2.274
Africa Sub-Sahariana	121.406	164	33.781	171.240	205.021	5.981	110.703	116.684
Angola	6.079	71	6.498	14.991	21.489	802	3.641	4.443
Congo	5.035	28	1.835	2.890	4.725	1.017	2.108	3.125
Gabon	7.615	6	7.615	7.615	7.615		7.615	7.615
Ghana	1.885	2	4.676	4.676	4.676		1.664	1.664
Kenia	35.724	4	46.410	46.410	46.410		38.930	38.930
Liberia	2.036	3	7.365	7.365	7.365		1.841	1.841
Mozambico	9.069	1	10.207	10.207	10.207		5.103	5.103
Nigeria	7.646	41	25.448	10.838	36.286	4.162	3.484	7.646
Repubblica Democratica del Congo	263	1		478	478		263	263
Togo	6.192	2		6.192	6.192		6.192	6.192
Altri Paesi	39.862	5		59.578	59.578		39.862	39.862
<b>ASIA</b>	<b>58.042</b>	<b>70</b>	<b>19.013</b>	<b>168.024</b>	<b>187.037</b>	<b>6.650</b>	<b>72.664</b>	<b>79.314</b>
Kazakhstan	869	6	2.391	2.542	4.933	442	427	869
Resto dell'Asia	57.173	64	16.622	165.482	182.104	6.208	72.237	78.445
Cina	10.495	8	76	5.130	5.206	19	5.130	5.149
India	6.208	11	206	16.546	16.752	109	6.058	6.167
Indonesia	19.734	13	3.220	25.779	28.999	1.218	17.991	19.209
Iran	820	4	1.456		1.456	820		820
Iraq	352	1	1.074		1.074	446		446
Pakistan	10.533	18	10.390	17.731	28.121	3.396	6.939	10.335
Russia	1.469	3		62.592	62.592		20.862	20.862
Timor Leste	4.118	1		1.538	1.538		1.230	1.230
Turkmenistan	200	1	200		200	200		200
Vietnam		3		21.566	21.566		10.783	10.783
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
<b>AMERICA</b>	<b>9.075</b>	<b>348</b>	<b>4.809</b>	<b>15.268</b>	<b>20.077</b>	<b>3.141</b>	<b>6.085</b>	<b>9.206</b>
Ecuador	1.985	1	1.985		1.985	1.985		1.985
Groenlandia		1		2.630	2.630		920	920
Stati Uniti	4.632	331	1.640	5.089	6.729	822	3.843	3.843
Trinidad e Tobago	66	1	382		382	66		66
Venezuela	1.066	6	802	2.002	2.804	268	798	1.066
Altri Paesi	1.326	8		5.547	5.547		1.326	1.326
<b>AUSTRALIA E OCEANIA</b>	<b>13.834</b>	<b>14</b>	<b>1.140</b>	<b>22.436</b>	<b>23.576</b>	<b>709</b>	<b>12.913</b>	<b>13.622</b>
Australia	13.796	14	1.140	22.436	23.576	709	12.913	13.622
Altri Paesi	38							
<b>Totale</b>	<b>251.170</b>	<b>976</b>	<b>107.473</b>	<b>432.055</b>	<b>539.528</b>	<b>41.538</b>	<b>234.718</b>	<b>276.256</b>

(a) Chilometri quadrati.

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

## Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

### Italia

In Val d'Agri (Eni 60,77%) prosegue il programma di sviluppo oggetto di accordo con la Regione Basilicata nel 1998: (i) i lavori per l'installazione di una nuova linea di trattamento gas continuano con l'obiettivo di migliorare le performance ambientali della centrale di trattamento e di raggiungere la capacità produttiva autorizzata di 104 mila barili/giorno; (ii) è stata completata la perforazione con conseguente start-up del pozzo produttivo Alli 2; (iii) è in corso il Piano di Monitoraggio Ambientale che costituisce un progetto di assoluta eccellenza a tutela dell'ambiente. Inoltre Eni adotta misure di tutela ambientale, attraverso il Piano d'Azione per la Biodiversità in Val d'Agri avviato nel 2008 e finalizzato alla mitigazione degli effetti localizzati associati alle attività operative; (iv) proseguono le operazioni di continuo miglioramento e manutenzione per ottimizzare le performances ambientali e di produzione del giacimento.

Le altre principali attività hanno riguardato la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente sui campi nell'offshore Adriatico e nell'onshore in Sicilia nonché l'upgrading dei sistemi di compressione degli idrocarburi sulle piattaforme produttive del giacimento Barbara.

### Resto d'Europa

**Norvegia** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nella PL532 (Eni 30%) con la scoperta a olio e gas di Skavl, che si aggiunge alle recenti scoperte a olio e gas di Skrugard e Havis. Le riserve di olio recuperabili nell'intera licenza sono attualmente stimate in oltre 500 milioni di barili al 100% e saranno oggetto di un piano di sviluppo congiunto rapido ed efficiente; (ii) nella PL479 (Eni 19,6%) con la scoperta near field a gas e condensati di Smørbukk, che sfrutterà le sinergie delle facility produttive presenti nell'area.

Nell'anno è stata acquisita l'operatorship nelle licenze esplorative PL 717, PL 712 e PL 716, con una quota del 40%, e PL 697 (Eni 65%) nonché la partecipazione del 30% nelle licenze PL 696 e 714. È stato avviato il giacimento di Skuld (Eni 11,5%), con una produzione di circa 30 mila boe/giorno (circa 4 mila boe/giorno in quota Eni).

Prosegue lo sviluppo del giacimento Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents. Lo start-up produttivo è atteso alla fine del 2014, con una produzione a regime di circa 56 mila barili/giorno in quota Eni nel 2015.

Nel 2013 è proseguita l'implementazione dell'oil spill contingency e response per lo sviluppo di tecniche e metodologie a supporto dell'oil spill preparedness program, già riconosciuto dalle Autorità norvegesi come standard di riferimento per tutti i futuri progetti di sviluppo nell'Artico. Il progetto, lanciato da Eni, ha coinvolto le altre oil company attive nella ricerca di idrocarburi nel Mare di Barents e l'Autorità norvegese del Clean Seas (NOFO) nonché istituti di ricerca internazionale. I risultati ottenuti sono stati presentati all'Agenzia dell'Ambiente norvegese e alle amministrazioni locali e a tutti gli stakeholder dell'area, confermando come il progetto Goliat dispone di un sistema d'avanguardia per

la gestione di oil spill, in termini di organizzazione, consolidamento dell'apparato di emergenza e sviluppo di attrezzature e tecnologie. Le attività si concluderanno nel corso del 2014.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato l'attività di mantenimento e ottimizzazione della produzione di Ekofisk (Eni 12,39%). In particolare è stato completato lo sviluppo dell'Area South, mentre proseguono i programmi di perforazione di pozzi di infilling, upgrading delle facility esistenti e ottimizzazione della water injection.

**Regno Unito** Nell'ambito della strategia di ottimizzazione del portafoglio titoli nel Paese, è stata perfezionata la cessione di 19 giacimenti in produzione/sviluppo e 11 asset esplorativi.

Nell'anno è stato conseguito lo start-up del giacimento a olio e gas di Jasmine (Eni 33%) con il completamento delle attività d'installazione e allacciamento delle facility produttive e di trattamento. Il picco produttivo è stimato in 117 mila boe/giorno (circa 39 mila in quota Eni) nel 2014.

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

### Africa Settentrionale

**Algeria** Nell'anno è stata avviata la produzione dei progetti MLE-CAFC (Eni 75%) ed El Merk (Eni 12,25%). L'impianto di trattamento gas del progetto MLE-CAFC ha una capacità produttiva e di export giornalieri di 9 milioni di metri cubi di gas, 15 mila barili di olio e condensato e 12 mila barili di GPL. Sono state realizzate quattro pipeline per l'esportazione collegate al network del Paese. Il plateau complessivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni) è previsto entro il 2017.

L'avvio del giacimento El Merk è stato raggiunto con la realizzazione di un impianto di trattamento gas di 18 milioni di metri cubi/giorno, di due treni olio da 65 mila barili/giorno e di tre pipeline di esportazione collegate al network del Paese. Il picco produttivo di circa 18 mila barili/giorno in quota Eni è previsto nel 2015.

Nell'anno le attività produttive dei Blocchi 403 a/d (Eni 100%) e 403 (Eni 50%) hanno sfruttato le sinergie tecniche del programma R&D Integrated Operations facendo leva sul Centro di Eccellenza per le Electrical Submersible Pump (ESP). In particolare, dall'analisi in tempo reale dei dati di performance dei pozzi in produzione, sono stati eseguiti interventi tempestivi di correzione al fine di evitare possibili interruzioni delle produzioni, con un risparmio dei costi e dei tempi di ripristino delle attività.

**Egitto** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nella development lease di Meleiha (Eni 76%) con tre scoperte near field mineralizzate a olio e gas nonché con la scoperta a olio di Rosa North-1X. Le attività di perforazione di sviluppo di Rosa North-1X sono in corso. Il giacimento sfrutterà le sinergie con le facility produttive presenti nell'area; (ii) con due scoperte near field mineralizzate a olio nell'area di Belayim (Eni 100%).

Nel 2013, Eni si è aggiudicata con una quota del 100%, l'operatorship di un blocco esplorativo nelle acque profonde egiziane del Mediterraneo orientale.

80136/442

Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente: (i) attività di infilling nei giacimenti Belayim, Denise (Eni 50%), Tuna (Eni 50%) e nell'area del Western Desert al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario residuo; (ii) il completamento delle attività di drilling del giacimento Seth (Eni 50%); (iii) il proseguimento del programma di sviluppo del giacimento DEKA (Eni 50%) e della scoperta Emry Deep (Eni 76%); (iv) il potenziamento del sistema di water injection del giacimento Abu Rudeis (Eni 100%) nel Golfo di Suez. Il livello di acqua re-iniettata è del 99,5% pari a circa 27 mila metri cubi/giorno.

### Africa Sub-Sahariana

**Angola** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco offshore 15/06 (Eni 35%, operatore) con la scoperta a olio di Vandumbu 1.

È stato avviato l'impianto di liquefazione gestito dal consorzio Angola LNG (Eni 13,6%), con il conseguimento del first cargo nel mese di giugno 2013. L'impianto tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas.

Nell'anno è stato sanzionato nel Blocco 15/06 il progetto East Hub, con un potenziale minerario stimato in oltre 230 milioni di barili. Lo sviluppo prevede la perforazione di pozzi sottomarini collegati a una FPSO con una capacità di 80 mila barili/giorno. Il picco produttivo pari a 55 mila barili/giorno è previsto nel 2017. Le attività di sviluppo dell'area proseguono sul progetto West Hub, con start-up atteso a fine 2014.

Nel Blocco O (Eni 9,8%) sono proseguite le attività di riduzione del flaring gas sul giacimento Nembra. Il completamento è atteso nel 2015 con una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%. Le attività di sviluppo sul giacimento Mafumeira hanno riguardato l'installazione di piattaforme produttive e di trattamento e collegamento sottomarino. Lo start-up è previsto alla fine del 2015. Nel Blocco 14 KA/IMI (Eni 10%) le attività di sviluppo del progetto Lianzi hanno riguardato il collegamento alle esistenti facility produttive presenti nell'area.

Il progetto Kizomba satelliti Fase 2 nelle Development Area dell'ex Blocco 15 (Eni 20%) prosegue secondo il programma di sviluppo. Le attività prevedono la messa in produzione di ulteriori tre scoperte attraverso il collegamento all'esistente FPSO. Lo start-up è atteso alla fine del 2015.

**Congo** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel blocco offshore Marine XII (Eni 65%, operatore) con la scoperta a olio e gas e l'appraisal di Néné Marine nonché l'appraisal della scoperta a gas e condensati di Litchendjili. Complessivamente il potenziale minerario delle scoperte è stimato in 2,5 miliardi di boe in place. Il blocco ha ancora un significativo potenziale minerario residuo che verrà accertato tramite la prossima campagna esplorativa e di delineazione. La presenza di facility produttive dell'area, la buona produttività del reservoir e i bassi costi di sviluppo consentono una messa in produzione delle scoperte nel 2015.

Nel 2013 Eni ha acquisito con il ruolo di operatore il blocco esplorativo Ngolo, nel bacino geologico della Cuvette, in joint venture con la compagnia di Stato congolese Société Nationale des Pétroles du Congo (SNPC). Il programma esplorativo avrà durata decennale. Il bacino della Cuvette rappresenta un tema di frontiera dell'esplorazione in Africa.

Nell'anno è stata rinegoziata l'estensione dei permessi di sviluppo di Madingo, Marine VI e Marine VII con l'allineamento delle scadenze tra il 2034 e il 2039, diluizione della partecipazione Eni e assegnazione di un nuovo acreage esplorativo ad elevato potenziale. È in corso l'approvazione da parte delle autorità locali.

Prosegue lo sviluppo del giacimento di M'Boundi (Eni 83%, operatore) attraverso l'applicazione di avanzate tecniche di recupero assistito Eni e la valorizzazione economica del gas associato. Il gas è venduto con contratti long-term alle centrali elettriche presenti nell'area tra cui la CEC Centrale Electricque du Congo (Eni 20%) con una potenza installata di 300 MW. Questi impianti in futuro riceveranno anche gas dalle scoperte offshore nel permesso Marine XII. Nel 2013 le forniture contrattuali di M'Boundi sono state pari a circa 3 milioni di metri cubi/giorno (circa 17 mila boe/giorno in quota Eni). Gli ulteriori volumi di gas saranno re-iniettati in giacimento in linea con i programmi Eni di zero gas flaring.

Nell'anno è proseguito il programma per il miglioramento delle condizioni di vita della popolazione residente nell'area di M'Boundi. Le aree di intervento prioritario come l'educazione, la salute, il miglioramento della capacità produttiva in agricoltura, l'accesso all'acqua e all'energia, hanno visto il coinvolgimento di oltre 25.000 abitanti.

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

**Mozambico** Il 26 luglio 2013 è avvenuto il closing della cessione a China National Petroleum Corporation (CNPC) dell'interest del 28,57% in Eni East Africa (EEA), titolare del 70% del permesso minerario relativo all'Area 4 nell'offshore del Mozambico. CNPC attraverso la partecipazione in Eni East Africa acquisisce indirettamente una quota del 20% nell'Area 4; Eni, attraverso la partecipazione residua, rimane titolare del 50% e dell'operatorship. Il corrispettivo della cessione è stato di €3.386 milioni (per ulteriori informazioni v. il capitolo "Commento ai risultati economico-finanziari").

La campagna esplorativa dell'anno ha riguardato l'appraisal delle scoperte di Mamba e Coral. In particolare, il processo di delineazione della scoperta di Mamba si è avvalso dei risultati dell'applicazione di un processo proprietario che integra lo studio delle caratteristiche del reservoir, il processing dei dati (a-dva) e le analisi delle ampiezze sismiche.

Nel corso dell'anno è stata effettuata la scoperta di Aguilha, la decima in ordine di tempo, in un nuovo prospect nella zona meridionale dell'Area 4. Il potenziale minerario complessivo dell'Area 4 è ora stimato in 2.650 miliardi di metri cubi di gas in place. Nel 2014 proseguirà l'attività di valutazione delle riserve in particolare del nuovo fronte esplorativo nel quale si prevede la perforazione da due a tre nuovi pozzi.

Sulla base dell'applicazione del modello di cooperazione Eni, si prevede la realizzazione di una centrale elettrica alimentata a gas per il consumo nazionale, con il supporto del Governo del Mozambico. Inoltre, è stato avviato un importante programma di valutazione degli ecosistemi del Paese e di analisi delle biodiversità, che costituiranno la base per lo sviluppo delle recenti scoperte.

Prosegue il programma di reclutamento e formazione di risorse locali a supporto delle attività di ricerca di idrocarburi nel Paese. In particolare il programma di formazione avviato con l'Università del Mozambico ha visto il coinvolgimento nell'anno di 75 studenti.

**Nigeria** Nel blocco OML 125 (Eni 85%, operatore) è stato conseguito lo start-up del progetto Abo-Fase 3, sanzionato a fine 2012, con una produzione pari a circa 5 mila boe/giorno in quota Eni. Il progetto ha sfruttato una tecnologia innovativa per l'installazione di un completamento con controllo intelligente del pozzo necessario per l'avvio produttivo simultaneo da diversi livelli del reservoir, che ha ridotto sensibilmente i tempi delle attività di installazione con significativi risparmi.

Proseguono le principali iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny: (i) nei blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore), è stata completata la flowstation di Ogbainbiri che consente di trattare il gas proveniente dal giacimento omonimo, permettendo anche la riduzione di gas flared di 0,14 milioni di metri cubi/giorno. Il programma di flaring down nell'area ha beneficiato nell'anno del completamento a fine 2012 dell'upgrade della flowstation del giacimento Idu, con una riduzione di gas flared pari a 1,4 milioni di metri cubi/giorno e dell'ottimizzazione del flaring down di Akri con una riduzione di 0,71 milioni di metri cubi/giorno; (ii) nel blocco OML 28 (Eni 5%) nell'ambito del progetto integrato petrolio e gas naturale nell'area di Gbaran-Ubie, è stata finalizzata la campagna di drilling di sviluppo. Il progetto prevede la realizzazione di una Central Processing Facility (CPF) con una capacità di trattamento di circa 28 milioni di metri cubi/giorno di gas e 120 mila barili/giorno di liquidi. Sono previste ulteriori fasi di sviluppo per mettere in produzione il potenziale minerario residuo dell'area.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato: (i) il giacimento Forkados-Yokri (Eni 5%). Il progetto prevede la perforazione di 24 pozzi produttori, l'upgrading delle flowstations esistenti e la realizzazione di facility di trasporto; (ii) il giacimento Bonga NW nel blocco OML 118 (Eni 12,5%). Le attività prevedono la perforazione e completamento di pozzi produttori e iniettori; (iii) progetti a sostegno dello sviluppo locale per il miglioramento delle condizioni sanitarie, lo sviluppo in ambito agricolo e di accesso all'istruzione; (iv) il supporto tecnico del Centro di Eccellenza per le ESP per l'analisi dei dati di performance in diverse realtà produttive del Paese. Le analisi in tempo reale dei pozzi in produzione hanno consentito di evitare possibili interruzioni produttive.

Eni partecipa con il 10,4% nella joint-venture Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del Delta del Niger. L'impianto è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Una settima unità di trattamento è in fase progettuale. A regime la capacità produttiva dell'impianto sarà di circa 30 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti alla carica di circa 46 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Attualmente le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement della durata di venti anni dalle produzioni della SPDC JV (Eni 5%) e della NAOC JV dai blocchi OML 60, 61, 62 e 63 con un impegno contrattuale di fornitura pari a circa 80 milioni di metri cubi/giorno (circa 7,6 milioni in quota Eni equivalenti a circa 49 mila boe/giorno). La

produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Co.

## Kazakhstan

**Kashagan** L'11 settembre 2013, a seguito del completamento, test e consegna di tutti gli impianti, è stata avviata la produzione del first oil del giacimento giant di Kashagan (Eni 16,81%).

Nell'ottobre 2013 la produzione è stata interrotta a causa di un problema tecnico alla pipeline che trasporta il gas acido dagli impianti offshore a quelli onshore, senza alcun impatto sull'ambiente e alla comunità circostante. Sono iniziate le operazioni di riparazione e per il 2014 è stato assunto un contributo prudenziale al profilo produttivo Eni. Si prevede dal 2015 il raggiungimento del livello di produzione originariamente pianificato.

La capacità produttiva iniziale della Fase 1 dello sviluppo (Experimental Program) è prevista a 150 mila barili/giorno, con l'obiettivo di raggiungere 370 mila barili/giorno di capacità installata grazie all'avvio del secondo treno di trattamento offshore e degli impianti di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento. Un ulteriore incremento fino a 450 mila barili/giorno potrà essere conseguito con l'aumento della capacità di compressione per la re-iniezione di gas la cui definizione è attualmente in corso. Lo schema di sviluppo di quest'ultima fase è stato presentato alle Autorità kazake.

Nel corso dell'anno è stato presentato il piano di sviluppo della sezione occidentale della scoperta adiacente di Kalamkas. Si prevede di ricevere l'approvazione per iniziare il FEED nel 2014. Prosegue l'impegno Eni nella tutela dell'ambiente e degli ecosistemi nell'area del Mar Caspio, con il programma integrato per la gestione della biodiversità nell'area del Delta dell'Ural (Ural River Park Project-URPP). Il progetto per la candidatura all'UNESCO del delta dell'Ural per l'inserimento nel programma "Man and Biosphere" ha raccolto favorevoli consensi da parte delle Autorità kazake ed è in fase di conclusione.

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

Al 31 dicembre 2013 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a \$8,2 miliardi pari a €5,9 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2013, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2013 (\$6,1 miliardi), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (\$2,1 miliardi).

Al 31 dicembre 2013 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 565 milioni di boe in linea rispetto al 2012.

**Karachaganak** È attualmente allo studio l'Expansion Project del giacimento Karachaganak (Eni 29,25%). Il progetto si propone di ampliare lo sfruttamento del giacimento attraverso la realizzazione, in stadi successivi, di impianti di trattamento gas per la re-iniezione al fine di mantenere il profilo produttivo di liquidi e per incrementare le vendite di gas.

Sono in corso discussioni tecniche e commerciali per la definizione della prima fase di sviluppo per incrementare la capacità di

80136/444

re-iniezione, con il FEED atteso entro il 2014.

Nel 2013 è stato avviato il programma Eni di monitoraggio ambientale al fine di valutare le migliori pratiche di monitoraggio della biodiversità.

Prosegue l'impegno a sostegno delle comunità locali adiacenti al giacimento di Karachaganak. Le attività dell'anno hanno riguardato la realizzazione di infrastrutture scolastiche e ricreative nonché l'attuazione di programmi sanitari.

Al 31 dicembre 2013 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 470 milioni di boe, in linea rispetto al 2012.

## Resto dell'Asia

**Indonesia** Proseguono le attività di sviluppo dei progetti operati Jangkrik (Eni 55%) e Jau (Eni 85%) nell'offshore del Paese. Il progetto del giacimento Jangkrik prevede la perforazione di pozzi produttori collegati con una Floating Production Unit per il trattamento del gas e dei condensati nonché la realizzazione delle facility di trasporto per la connessione all'impianto di Bontang. Lo start-up è previsto nel 2017 con picco di 80 mila boe/giorno (42 mila in quota Eni) nel 2018. Il progetto Jau comprende la perforazione di pozzi produttori e la connessione alle facility di trattamento per il trasporto onshore via pipeline. Lo start-up è atteso nel 2017.

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

**Iran** È in fase di finalizzazione l'hand over formale ai partner locali del progetto Darquain, unica attività ancora condotta da Eni nel Paese. Una volta completato, le attività Eni si limiteranno al recupero degli investimenti sostenuti.

**Iraq** Nel luglio 2013 è stato firmato un emendamento con la compagnia di stato irachena South Oil Company e il Ministero del Petrolio iracheno al contratto di servizio del giacimento Zubair (Eni 41,6%) che stabilisce in 850 mila barili/giorno il target di produzione e l'estensione della durata del contratto per altri cinque anni, fino al 2035.

Il Rural Support Project a sostegno delle aziende agricole e delle comunità nell'area del giacimento di Zubair è stato completato nell'anno. Il programma in collaborazione con il Dipartimento Agricoltura di Zubair, la Farmers Association e sotto la supervisione delle Autorità locali ha riguardato 165 aziende durante la stagione agricola 2012-2013.

**Russia** È stata ceduta a società del Gruppo Gazprom la partecipazione del 60% nella joint venture Artic Russia che possiede il 49% di Severenergia, società titolare di quattro licenze di esplorazione e produzione d'idrocarburi nella Regione dello Yamal Nenets (Siberia), tra le quali in particolare il giacimento in produzione di Samburgskoye primo sviluppo Eni nell'upstream russo. Il corrispettivo della cessione di €2,16 miliardi (\$2.940 milioni) è

stato incassato il 15 gennaio 2014 (per ulteriori informazioni v. il capitolo "Commento ai risultati economico-finanziari"). Con questa dismissione Eni monetizza l'investimento giunto a un elevato grado di maturità, continuando a mantenere un forte impegno nell'upstream russo attraverso la partnership con Rosneft per l'esplorazione nell'offshore russo di Mar Nero e Mare di Barents. Nel giugno 2013 è stato completato con Rosneft l'accordo di cooperazione strategica per la conduzione di attività esplorative nell'offshore russo del Mare di Barents (licenze di Fedynsky e Central Barents, Eni 33,33%), dove sono stati avviati i rilievi sismografici, e del Mar Nero (licenza di Western Chernomorsky, Eni 33,33%). I rilievi sismici saranno realizzati nel rispetto dei requisiti ambientali richiesti dalla legislazione russa.

## America

**Stati Uniti** Le Autorità competenti hanno ufficializzato l'assegnazione di uno dei cinque blocchi offshore, situati nelle aree di Mississippi Canyon e Desoto Canyon nel Golfo del Messico, per cui Eni era risultata migliore offerente nel corso della Lease Sale 227 del marzo 2013.

Nel novembre 2013 è stato definito con la società statunitense Quicksilver un accordo di esplorazione e sviluppo di giacimenti a olio non convenzionale (shale oil) nell'onshore degli Stati Uniti. Eni acquisirà un interest del 50% nel titolo minerario di Leon Valley, situata nel Texas occidentale. Il programma di lavoro prevede la perforazione fino a un massimo di 5 pozzi esplorativi e una prospezione geofisica per definire il potenziale minerario dell'area in base al quale sarà definito il piano di sviluppo. Eni investirà fino a \$52 milioni per l'esecuzione delle attività esplorative programmate. L'accordo prevede inoltre l'acquisizione senza costi aggiuntivi della quota del 50% posseduta da Quicksilver in un titolo limitrofo.

È stata sanzionata la Fase 1 del programma di sviluppo del giacimento Heidelberg (Eni 12,5%) nell'offshore profondo del Golfo del Messico. Il progetto prevede la perforazione di 5 pozzi produttori e l'installazione di una piattaforma produttiva. Lo start-up è atteso alla fine del 2016, con una produzione pari a circa 9 mila boe/giorno in quota Eni.

Le attività di sviluppo nel Golfo del Messico hanno riguardato principalmente: (i) la perforazione e il completamento dei pozzi e installazione delle facility sui giacimenti di Hadrian South (Eni 30%), Lucius/Hadrian North (Eni 5,4%) e St. Malo (Eni 1,25%); (ii) attività di infilling sui giacimenti in produzione di Appaloosa (Eni 100%, operatore), Longhorn (Eni 75%, operatore), Pegasus (Eni 58%, operatore) e Front Runner (Eni 37,5%); (iii) attività di manutenzione sulla pipeline di collegamento alla piattaforma produttiva di Corral.

Proseguono le attività di drilling sui giacimenti di Nikaitchug (Eni 100%, operatore) e Oooguruk (Eni 30%) in Alaska.

**Venezuela** Nel marzo 2013 è stata avviata la produzione (accelerated early production) del giacimento giant a olio pesante Jümin 5 (Eni 40%), situato nella Faja dell'Orinoco, con volumi in place certificati di 35 miliardi di barili. La produzione della fase di early production è prevista raggiungere un plateau di 75 mila barili/giorno alla fine del 2015, con un plateau di lungo termine di 240 mila barili/giorno. Il progetto prevede anche la realizzazione di una raffineria con

una capacità di circa 350 mila barili/giorno. Eni finanzia la quota PDVSA dei costi di sviluppo per la fase di Early Production e per l'ingegneria della raffineria fino a un ammontare pari a \$1,74 miliardi. Proseguono le attività di drilling e installazione delle facilities di trasporto e trattamento.

Prosegue il progetto sanzionato del giacimento a gas di Perla, localizzato nel Blocco Cardon IV (Eni 50%), nel Golfo di Venezuela. PDVSA ha esercitato il diritto di ingresso nella società con una partecipazione del 35%. Successivamente al perfezionarsi del trasferimento della quota, Eni conserverà il 32,5% nel progetto. La prima fase di sviluppo (early production) prevede la messa in produzione degli attuali pozzi di scoperta/appraisal e l'installazione di piattaforme collegate tramite gasdotto a un impianto di trattamento onshore. Il target produttivo stimato in circa 13 milioni di metri cubi/giorno è atteso nel 2015. Lo sviluppo del giacimento continuerà con ulteriori due fasi che prevedono la perforazione di pozzi aggiuntivi e l'upgrading delle facilities di trattamento. Il plateau di produzione è stimato in circa 34 milioni di metri cubi/giorno.

## Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (€10.475 milioni) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (€8.580 milioni), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Angola, Congo, Nigeria, Kazakhstan, Egitto e Regno Unito. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione pozzi di sviluppo e completamento in Val d'Agri, nonché interventi di sidetrack e workover nelle aree mature.

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato per il 98% le attività all'estero, in particolare in Mozambico, Norvegia, Congo, Togo, Nigeria, Stati Uniti e Angola, nonché acquisizione di nuove licenze nella Repubblica di Cipro e in Vietnam. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area dell'offshore Adriatico, della Val d'Agri e Val Padana.

Nel 2013 la spesa di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata pari a €87 milioni. Sono state depositate 9 domande di brevetto, di cui uno congiuntamente con Versalis.

Investimenti tecnici	(Milioni)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>Acquisto di riserve proved e unproved</b>		<b>754</b>	<b>43</b>	<b>109</b>	<b>66</b>	<b>..</b>
Africa Settentrionale		57	14	109		
Africa Sub-Sahariana		697	27			
America			2			
<b>Esplorazione</b>		<b>1.210</b>	<b>1.850</b>	<b>1.669</b>	<b>(181)</b>	<b>(9,8)</b>
Italia		38	32	32		
Resto d'Europa		100	151	357	206	..
Africa Settentrionale		128	153	95	(58)	(37,9)
Africa Sub-Sahariana		482	1.142	757	(385)	..
Kazakhstan		6	3	1	(2)	(66,7)
Resto dell'Asia		156	193	233	40	20,7
America		60	80	110	30	37,5
Australia e Oceania		240	96	84	(12)	(12,5)
<b>Sviluppo</b>		<b>7.357</b>	<b>8.304</b>	<b>8.580</b>	<b>276</b>	<b>3,3</b>
Italia		720	744	743	(1)	(0,1)
Resto d'Europa		1.596	2.008	1.768	(240)	(12,0)
Africa Settentrionale		1.380	1.299	808	(491)	(37,8)
Africa Sub-Sahariana		1.521	1.931	2.675	744	38,5
Kazakhstan		897	719	658	(61)	(8,5)
Resto dell'Asia		361	641	749	108	16,8
America		831	953	1.127	174	18,3
Australia e Oceania		51	9	52	43	..
Altro		114	110	117	7	6,4
		<b>9.435</b>	<b>10.307</b>	<b>10.475</b>	<b>168</b>	<b>1,6</b>

80136/446

## Gas &amp; Power

## Principali indicatori di performance

		2011	2012	2013
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	2,44	1,84	1,31
Indice di frequenza infortuni contrattisti		5,22	3,64	1,91
Ricavi della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	33.093	36.200	32.124
Utile operativo		(326)	(3.219)	(2.992)
Utile operativo adjusted		(247)	356	(663)
<i>Mercato</i>		(657)	47	(837)
<i>Trasporto internazionale</i>		410	309	174
Utile netto adjusted		252	473	(245)
EBITDA pro-forma adjusted		949	1.316	6
<i>Mercato</i>		257	858	(311)
<i>Trasporto internazionale</i>		692	458	317
Investimenti tecnici		192	225	232
Vendite gas mondo <sup>(b)</sup>	(miliardi di metri cubi)	96,76	95,32	93,17
Vendite di GNL <sup>(c)</sup>		15,7	14,6	12,4
Clienti in Italia	(milioni)	7,10	7,45	8,00
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	40,28	42,58	35,05
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	4.795	4.752	4.514
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	12,77	12,70	11,16
Punteggio soddisfazione clienti (PSC) <sup>(d)</sup>	(%)	88,6	89,7	90,4
Prelievi idrici/kWheq prodotto	(metri cubi/kWheq)	0,014	0,012	0,017

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Include le vendite di gas del settore Exploration &amp; Production pari a 2,61 miliardi di metri cubi (2,73 e 2,96 miliardi di metri cubi nel 2012 e 2011).

(c) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore Gas &amp; Power (già incluse nelle vendite gas mondo) e del settore Exploration &amp; Production.

(d) Il valore del PSC 2013 è riferito al primo semestre in quanto alla data di pubblicazione del presente documento l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas non ha ancora pubblicato il dato del secondo semestre.

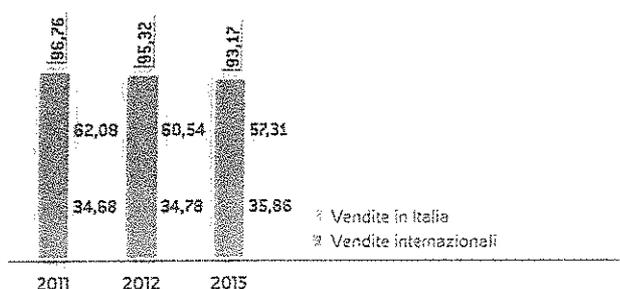
## Performance dell'anno

- Nel 2013 è proseguito il trend di miglioramento degli indici di frequenza infortuni (-28,9% per i dipendenti e -50,1% per i contrattisti rispetto al 2012).
- Nel 2013 le emissioni di gas serra si riducono del 12,1% in relazione al calo della produzione elettrica (-10,5%) e alla riduzione dei quantitativi di gas trasportato.
- Nel 2013 i prelievi idrici di EniPower registrano un aumento sia in termini assoluti (+24,3%) sia riferiti ai kWheq prodotti (-39,9%) in relazione a mutati assetti impiantistici presso vari siti con particolare riferimento al maggiore utilizzo di acqua di mare nei processi di raffreddamento presso la Centrale di Brindisi.
- Nel 2013, la Divisione Gas & Power ha conseguito la perdita netta adjusted di €246 milioni con un peggioramento di €719 milioni rispetto al 2012 registrato principalmente dall'attività Mercato a seguito del sostanziale deterioramento dello scenario competitivo. I fatti sono stati inaspriti dai vincoli di prelievo dei contratti di approvvigionamento long-term.
- Le vendite di gas mondo di 93,17 miliardi di metri cubi hanno registrato un calo del 2,3% rispetto al 2012. Al netto dell'effetto della cessione di Gaip, le vendite di gas sono sostanzialmente in linea. La crescita registrata nel mercato domestico (+1,08 miliardi di metri cubi) per effetto principalmente dei maggiori volumi commercializzati nei mercati spot e dei maggiori ritiri degli importatori in Italia (+1,94 miliardi di metri cubi) è stata più che compensata dal calo dei volumi commercializzati nei principali mercati europei (-5,61 miliardi di metri cubi, in particolare Benelux, Penisola Iberica e Regno Unito) a causa della contrazione della domanda e della competizione.
- Le vendite di energia elettrica di 35,05 terawattora sono diminuite di 7,53 terawattora rispetto al 2012, pari al 17,7%.
- Nel 2013 gli investimenti tecnici di €232 milioni hanno riguardato essenzialmente il revamping della centrale di cogenerazione di Boigiano e l'ampliamento della rete di teleriscaldamento ad essa collegata (€39 milioni), le iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€82 milioni) e iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€88 milioni).

► Il 27 febbraio 2014 è stato firmato con Statoil un accordo quadro sulla revisione del contratto di fornitura di gas a lungo termine. Le revisioni riguardano anche i prezzi e i volumi gas.

► Nel 2013 EniPower, nell'ambito dei progetti Eni nel mondo, ha proseguito nel proprio ruolo di fornitore di know-how tecnologico e specialistico nei settori elettrico e fotovoltaico, coniugando temi di accesso all'energia, ambientali e sociali. In particolare è stato sviluppato lo studio di prefattibilità di una centrale elettrica e delle relative linee di connessione, da ubicare nel nord del Mozambico in prossimità delle zone oggetto di grandi scoperte di gas.

**Vendite gas mondo**  
(miliardi di metri cubi)



## Mercato

Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo. Complessivamente, Eni rifornisce circa 2.600 clienti tra grandi imprese, produttori di energia elettrica, grossisti ed operatori del settore dell'autotrazione. Sono invece circa 8 milioni i clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese e enti pubblici dislocati su tutto il territorio nazionale e circa 2 milioni i clienti nei Paesi europei in cui Eni opera.

In un contesto di mercato caratterizzato da un calo della doman-

da di circa sei punti percentuali sul mercato domestico (sostanzialmente stabile rispetto al 2012 nell'Unione Europea) per effetto della crisi dei consumi in tutti i segmenti di riferimento e da una crescente pressione competitiva, Eni ha posto in essere una serie di operazioni (rinegoziazioni di contratti di fornitura, azioni di efficienza e di ottimizzazione) atte a mitigare gli effetti negativi dell'attuale scenario di riferimento (per maggiori informazioni sul contesto competitivo del settore europeo del gas si veda il capitolo "Fattori di rischio" di seguito).

## Gas naturale

### Approvvigionamenti di gas naturale

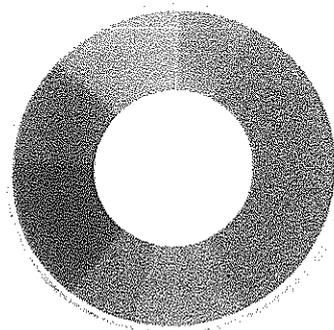
I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 85,67 miliardi di metri cubi con un decremento rispetto al 2012 di 1,02 miliardi di metri cubi, pari al 1,2%.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (78,52 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari al 92% del totale, sono sostanzialmente in linea rispetto al 2012 (-0,62 miliardi di metri cubi; -0,8%), per effetto dei maggiori ritiri da Russia (+9,76 miliardi di metri cubi) e Paesi Bassi (+1,09 miliardi di metri cubi), completamente compensati dalla riduzione dei volumi approvvigionati in particolare in Algeria (-5,14 miliardi di metri cubi), Norvegia [-2,97 miliardi di metri cubi] e Libia [-0,77 miliardi di metri cubi].

Approvvigionamenti di gas naturale (miliardi di metri cubi)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>ITALIA</b>	<b>7,22</b>	<b>7,55</b>	<b>7,15</b>	<b>(0,40)</b>	<b>(5,3)</b>
Russia	21,00	19,83	29,59	9,76	49,2
Algeria (incluso il GNL)	13,94	14,45	9,31	(5,14)	(35,6)
Libia	2,32	6,55	5,78	(0,77)	(11,8)
Paesi Bassi	11,02	11,97	13,06	1,09	9,1
Norvegia	12,30	12,13	9,16	(2,97)	(24,5)
Regno Unito	3,57	3,20	3,04	(0,16)	(5,0)
Ungheria	0,61	0,61	0,48	(0,13)	(21,3)
Qatar (GNL)	2,90	2,88	2,99	0,01	0,3
Altri acquisti di gas naturale	6,16	5,43	3,63	(1,80)	(33,1)
Altri acquisti di GNL	2,23	2,09	1,58	(0,51)	(24,4)
<b>ESTERO</b>	<b>78,05</b>	<b>79,14</b>	<b>78,52</b>	<b>(0,62)</b>	<b>(0,8)</b>
<b>TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE</b>	<b>85,27</b>	<b>86,69</b>	<b>85,67</b>	<b>(1,02)</b>	<b>(1,2)</b>
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	1,79	(1,35)	(0,58)	0,77	..
Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni	(0,21)	(0,28)	(0,31)	(0,03)	(10,7)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	84,85	85,06	84,78	(0,28)	(0,3)
Disponibilità per la vendita delle società collegate	9,05	7,63	5,78	(1,73)	(21,2)
Volumi E&P	2,98	3,74	2,61	(0,12)	(3,1)
<b>TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA</b>	<b>96,88</b>	<b>96,43</b>	<b>93,17</b>	<b>(3,26)</b>	<b>(3,4)</b>

80136/448

Approvvigionamenti di gas naturale delle società consolidate (85,67 miliardi di metri cubi)



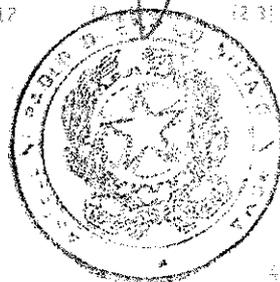
- Italia 8%
- Russia 35%
- Algeria 11%
- Libia 7%
- Paesi Bassi 15%
- Norvegia 11%
- Altri 13%

Gli approvvigionamenti in Italia (7,15 miliardi di metri cubi) sono in lieve calo rispetto al 2012 per effetto del declino dei campi maturi. Nel 2013 i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (6,1 miliardi di metri cubi); (ii) dei giacimenti libici (1,7 miliardi di metri cubi); (iii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (1,5 miliardi di metri cubi); (iv) degli Stati Uniti (1,2 miliardi di metri cubi); (v) di altre aree europee (Croazia per 0,4 miliardi di metri cubi).

Considerando anche le vendite dirette del settore Exploration & Production e il GNL approvvigionato al terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria, i volumi di gas equity sono stati di circa 16 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 17% del totale delle disponibilità per la vendita.

Vendite di gas per entità	(miliardi di metri cubi)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>Vendite delle società consolidate</b>		<b>84,05</b>	<b>84,30</b>	<b>83,60</b>	<b>(0,70)</b>	<b>(0,8)</b>
Italia (inclusi autoconsumi)		34,60	34,66	35,76	1,10	3,2
Resto d'Europa		44,84	44,57	42,30	(2,27)	(5,1)
Extra Europa		4,61	5,07	5,54	0,47	9,3
<b>Vendite delle società collegate (quota Eni)</b>		<b>9,85</b>	<b>8,29</b>	<b>6,96</b>	<b>(1,33)</b>	<b>(16,0)</b>
Italia		0,08	0,12	0,10	(0,02)	(16,7)
Resto d'Europa		8,14	6,45	5,05	(1,40)	(21,7)
Extra Europa		1,63	1,72	1,81	0,09	5,2
<b>E&amp;P in Europa e nel Golfo del Messico</b>		<b>2,86</b>	<b>2,73</b>	<b>2,61</b>	<b>(0,12)</b>	<b>(4,4)</b>
<b>TOTALE VENDITE GAS MONDO</b>		<b>96,76</b>	<b>95,32</b>	<b>93,17</b>	<b>(2,15)</b>	<b>(2,3)</b>

Vendite di gas per mercato	(miliardi di metri cubi)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>ITALIA</b>		<b>34,68</b>	<b>34,78</b>	<b>35,86</b>	<b>1,08</b>	<b>3,1</b>
Grossisti		5,16	4,65	4,58	(0,07)	(1,5)
PSV e borsa		5,24	7,52	10,68	3,16	42,0
Industriali		7,21	6,93	6,07	(0,86)	(12,4)
PMI e terziario		0,88	0,81	1,12	0,31	38,3
Termoelettrici		4,31	2,55	2,11	(0,44)	(17,3)
Residenziali		5,67	5,89	5,37	(0,52)	(8,8)
Autoconsumi		6,21	6,43	5,93	(0,50)	(7,8)
<b>VENDITE INTERNAZIONALI</b>		<b>62,08</b>	<b>60,54</b>	<b>57,31</b>	<b>(3,23)</b>	<b>(5,3)</b>
<b>Resto d'Europa</b>		<b>52,98</b>	<b>51,02</b>	<b>47,35</b>	<b>(3,67)</b>	<b>(7,2)</b>
importatori in Italia		3,24	2,73	4,67	1,94	71,1
Mercati europei		49,74	48,29	42,68	(5,61)	(11,6)
Penisola Iberica		7,48	6,29	4,90	(1,39)	(22,1)
Germania/Austria		6,47	7,78	8,31	0,53	6,8
Benelux		13,84	10,31	8,68	(1,63)	(15,8)
Ungheria		2,24	2,02	1,84	(0,18)	(8,9)
Regno Unito		4,21	4,75	3,51	(1,24)	(26,1)
Turchia		6,86	7,22	6,73	(0,49)	(6,8)
Francia		7,01	8,36	7,73	(0,63)	(7,5)
Altro		1,63	1,56	0,98	(0,58)	(37,2)
Mercati extra europei		5,24	6,79	7,35	0,56	8,2
<b>E&amp;P in Europa e nel Golfo del Messico</b>		<b>2,86</b>	<b>2,73</b>	<b>2,61</b>	<b>(0,12)</b>	<b>(4,4)</b>
<b>TOTALE VENDITE GAS MONDO</b>		<b>96,76</b>	<b>95,32</b>	<b>93,17</b>	<b>(2,15)</b>	<b>(2,3)</b>



## Vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale del 2013 sono state di 93,17 miliardi di metri cubi evidenziando un calo del 2,3% rispetto al periodo di confronto. Al netto dell'effetto della cessione di Galp, le vendite di gas sono sostanzialmente in linea. La crescita registrata nel mercato domestico (+1,08 miliardi di metri cubi) per effetto principalmente dei maggiori volumi commercializzati nei mercati spot e dei maggiori ritiri degli importatori in Italia (+1,94 miliardi di metri cubi) è stata più che compensata dal calo dei volumi commercializzati nei principali mercati europei (-5,61 miliardi di metri cubi, in particolare Benelux, Penisola Iberica e Regno Unito) a causa della contrazione della domanda e della competizione.

In aumento le vendite nei mercati extra europei (+0,56 miliardi di metri) per effetto dei maggiori volumi di GNL commercializzati nel Far East, in particolare in Giappone e Corea.

Le vendite dirette del settore Exploration & Production in Nord Europa e Stati Uniti (2,61 miliardi di metri cubi) sono in flessione di 0,12 miliardi di metri cubi per effetto dei minori volumi commercializzati negli Stati Uniti.

## GNL

Nel 2013, le vendite di GNL (12,4 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 2,2 miliardi di metri cubi rispetto al 2012. In particolare le vendite di GNL del settore Gas & Power (8,4 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, dall'Algeria e dalla Nigeria e commercializzato in Europa, in Sud America e Far East.

Vendite di GNL	(miliardi di metri cubi)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Vendite G&P		11,8	10,5	8,4	(2,1)	(20,0)
Resto d'Europa		9,8	7,6	4,6	(3,0)	(39,5)
Extra Europa		2,0	2,9	3,8	0,9	31,0
Vendite E&P		3,9	4,1	4,0	(0,1)	(2,2)
<b>Terminali:</b>						
Soyo (Angola)				0,1	0,1	..
Bontang (Indonesia)		0,6	0,6	0,5	(0,1)	(16,7)
Point Fortin (Trinidad & Tobago)		0,4	0,5	0,6	0,1	22,4
Bonny (Nigeria)		2,5	2,7	2,4	(0,3)	(10,1)
Darwin (Australia)		0,4	0,3	0,4	0,1	21,2
		15,7	14,6	12,4	(2,2)	(15,0)

## Energia elettrica

### Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica principalmente presso i siti di Ferrara Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bolgiano. Nel 2013, la produzione di energia elettrica è stata di 23,03 terawattora con un decremento di 2,64 terawattora rispetto al 2012, pari al 10,3%. Al 31 dicembre 2013, la potenza installata in esercizio è di 5,3 gigawatt (5,3 gigawatt al 31 dicembre 2012).

L'attività di commercializzazione a completamento delle disponibilità di energia elettrica di 12,02 terawattora ha subito una notevole riduzione (-28,9%) a causa dei minori acquisti effettuati sul mercato.

### Vendite di energia elettrica

Nel 2013 le vendite di energia elettrica (35,05 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (82%), siti industriali (9%), borsa elettrica (6%) e altro (3%).

Il calo del 17,7% rispetto al 2012 è dovuto essenzialmente ai minori volumi scambiati sulla borsa elettrica e alle minori vendite ai grossisti che hanno assorbito l'impatto positivo dell'incremento delle vendite ai clienti retail.

		2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	5.008	5.206	4.635	(571)	(11,0)
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	528	462	449	(13)	(2,8)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	25,23	25,67	23,03	(2,64)	(10,3)
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	14.401	12.603	10.099	(2.504)	(19,9)
<b>Disponibilità di energia elettrica</b>	<b>(terawattora)</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>Var. ass.</b>	<b>Var. %</b>
Produzione di energia elettrica		25,23	25,67	23,03	(2,64)	(10,3)
Acquisti di energia elettrica <sup>(a)</sup>		15,05	16,91	12,02	(4,89)	(28,9)
		40,28	42,58	35,05	(7,53)	(17,7)
Mercato libero		27,25	31,84	28,73	(3,11)	(9,8)
Borsa elettrica		6,67	6,10	1,96	(4,14)	(67,9)
Siti		3,23	3,30	3,31	0,01	0,3
Altro <sup>(a)</sup>		1,13	1,34	1,05	(0,29)	(21,6)
Vendite di energia elettrica		48,28	48,58	39,05	(9,53)	(19,6)

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

80136/450

		2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	5.008	5.206	4.635	{571}	{11,0}
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	528	462	449	{13}	{2,8}
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	25,23	25,67	23,03	{2,64}	{10,3}
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	14.401	12.603	10.099	{2.504}	{19,9}

Disponibilità di energia elettrica	(terawattora)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica		25,23	25,67	23,03	{2,64}	{10,3}
Acquisti di energia elettrica <sup>(a)</sup>		15,05	16,91	12,02	{4,89}	{28,9}
		<b>40,28</b>	<b>42,58</b>	<b>35,05</b>	<b>{7,53}</b>	<b>{17,7}</b>
Mercato libero		27,25	31,84	28,73	{3,11}	{9,8}
Borsa elettrica		8,67	6,10	1,96	{4,14}	{67,9}
Siti		3,23	3,30	3,31	0,01	0,3
Altro <sup>(a)</sup>		1,13	1,34	1,05	{0,29}	{21,6}
<b>Vendite di energia elettrica</b>		<b>40,28</b>	<b>42,58</b>	<b>35,05</b>	<b>{7,53}</b>	<b>{17,7}</b>

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

Nel 2013, nell'ambito dell'attività di vendita di gas naturale ed energia elettrica, Eni, al fine di meglio pianificare le azioni commerciali e presidiare le tecnologie volte al miglioramento dell'efficienza energetica, ha proseguito con ottimi risultati lo sviluppo del sistema proprietario "kassandra meteo forecast" (e-kmf<sup>®</sup>) di previsione della temperatura dal breve al lungo termine (da 1 a 90 giorni) su macroaree geografiche europee (Italia, Belgio, Germania e Francia) e la fruizione operativa sulle centrali EniPower e le principali città italiane.

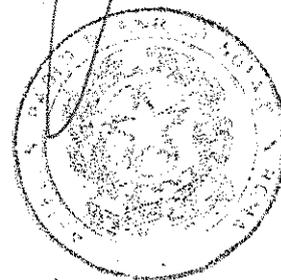
Nel corso dell'esercizio è proseguito lo sviluppo tecnologico del sistema proprietario "vibroacoustic pipeline monitoring system" (e-vpms<sup>®</sup>) per il monitoraggio continuo da remoto basato su modelli di propagazione vibro-acustica in condotte per il trasporto di fluidi in pressione (gas naturale, acqua, olio e prodotti raffinati) in condizioni operative variabili.

## Investimenti tecnici

Nel 2013 gli investimenti tecnici di €232 milioni hanno riguardato essenzialmente il revamping della centrale di cogenerazione di Bolgiano e l'ampliamento della rete di teleriscaldamento e ad essa collegata (€39

milioni), le iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€82 milioni) e iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€88 milioni).

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Mercato		184	212	209	{3}	{1,4}
Mercato		97	81	88	7	8,6
Italia		45	43	42	{1}	{2,3}
Estero		52	38	46	8	21,1
Generazione elettrica		87	131	121	{10}	{7,6}
Trasporto internazionale		8	13	23	10	76,9
		<b>192</b>	<b>225</b>	<b>232</b>	<b>7</b>	<b>3,1</b>
di cui:						
Italia		132	174	163	{11}	{6,3}
Estero		60	51	69	18	35,3



# Refining & Marketing

Principali indicatori di performance				
		2011	2012	2013
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,96	1,08	0,31
Indice di frequenza infortuni contrattisti		3,21	2,32	1,68
Ricavi della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	51.219	62.656	57.329
Utile operativo		(273)	(1.296)	(1.517)
Utile operativo adjusted		(539)	(321)	(482)
Utile netto adjusted		(264)	(179)	(232)
Investimenti tecnici		866	842	619
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	31,96	30,01	27,38
Grado di conversione del sistema	(%)	61	61	62
Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	767	767	787
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	11,37	10,87	9,69
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	6.287	6.384	6.386
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	2.206	2.064	1.828
Grado di efficienza della rete	(%)	1,50	1,48	1,28
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	7.591	7.125	6.942
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	7,24	6,03	5,18
Emissioni di SO <sub>x</sub> (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO <sub>2</sub> eq)	23,07	16,99	10,80
Emissioni di NO <sub>x</sub> (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate di NO <sub>2</sub> eq)	6,74	5,87	4,51
Prelievi idrici (raffinerie)/lavorazioni di greggio e semilavorati	(metri cubi/tonnellate)	31,03	25,43	19,98
Carburanti immessi sul mercato contenenti biocarburanti	(milioni di tonnellate)	13,26	14,83	10,84
Indice di soddisfazione clienti	(scala likert)	7,74	7,90	8,10

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi intrasettoriali

## Performance dell'anno

- Gli indici infortunistici del 2013 sono in diminuzione rispetto all'anno precedente (rispettivamente -71,4% l'indice di frequenza dei dipendenti e -27,5% quello dei contrattisti).
- Proseguono i trend in riduzione delle emissioni di GHG, SO<sub>x</sub> e NO<sub>x</sub>, per effetto delle minori lavorazioni del periodo, dei benefici delle iniziative di energy saving nonché del maggior utilizzo di gas naturale in sostituzione dell'olio combustibile.
- In miglioramento la gestione della risorsa idrica, con una riduzione dell'intensità idrica delle raffinerie di oltre il 21%.
- Nel 2013 la Divisione Refining & Marketing ha ampliato la perdita netta adjusted a €232 milioni (€179 milioni nello scorso esercizio). Tale performance riflette il crollo del margine di raffinazione a causa della debole domanda di prodotti raffinati e dell'eccesso di capacità, i cui effetti sono stati amplificati dal restringimento dello spread dei greggi pesanti rispetto al marker Brent a causa della riduzione dell'offerta nell'area Mediterraneo. L'andamento negativo dello scenario è stato attenuato dalle misure di efficienza e di ottimizzazione. I risultati dell'attività Marketing sono stati penalizzati dalla contrazione dei consumi di carburanti e dall'inasprirsi della pressione competitiva.
- Nel 2013 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 27,38 milioni di tonnellate in diminuzione dell'8,8% rispetto al 2012. In Italia la flessione del 9,4% dei volumi processati riflette principalmente l'effetto della fermata programmata della Raffineria di Venezia per la sua riconversione in Green Refinery nonché presso tutti i restanti impianti per la rimodulazione degli assetti produttivi in relazione all'andamento dei margini di raffinazione. All'estero le lavorazioni in conto proprio sono diminuite del 5,9% in particolare in Repubblica Ceca.
- Le vendite rete in Italia di 6,64 milioni di tonnellate sono diminuite del 15,2% nel 2013, per effetto del quadro congiunturale recessivo caratterizzato inoltre da crescente pressione competitiva. La quota di mercato media del 2013 è del 27,5% in calo di 3,7 punti percentuali rispetto al 2012 che beneficiava dell'iniziativa "riparti con eni".

80136/452

- Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 3,05 milioni di tonnellate sono sostanzialmente in linea rispetto al 2012 (+0,3%) per effetto dei maggiori volumi commercializzati in Germania e Austria, quasi completamente compensati dalle minori vendite in Repubblica Ceca e Ungheria.
- Gli investimenti tecnici di €619 milioni hanno riguardato l'attività di raffinazione, supply e logistica (€444 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, in particolare presso la Raffineria di Sannazzaro, nonché nel marketing, la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (€175 milioni).
- Nel 2013 la spesa complessiva in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing è stata di circa €33 milioni, al netto dei costi generali e amministrativi. Nel corso dell'anno sono state depositate 6 domande di brevetto.

### Ristrutturazione e rilancio della Raffineria di Gela

Nel luglio 2013 Eni ha annunciato il progetto di ristrutturazione e rilancio della Raffineria di Gela con un investimento di €700 milioni al fine di rendere più competitivo l'impianto in funzione della mutevolezza delle condizioni di mercato, economicamente solido nonché maggiormente eco-compatibile e attento al territorio. A regime, a completamento di un nuovo assetto industriale e organizzativo già avviato nel 2013, la Raffineria di Gela consentirà di generare utili con produzioni più adeguate alle esigenze di mercato (massimizzazione della produzione di diesel e interruzione della produzione di benzine e polietilene) recuperando nel contempo affidabilità, flessibilità ed efficienza operativa.

### Smart Mobility

Nell'ambito dello sviluppo di prodotti e servizi per la mobilità sostenibile, Eni ha lanciato a Milano, a fine dicembre 2013, il servizio di car sharing free floating "Enjoy", un'iniziativa realizzata in partnership commerciale con importanti player nazionali (Fiat, Trenitalia e Cartasi). Tale servizio permette il prelievo e il rilascio del mezzo in qualsiasi punto dell'area di copertura del servizio e apre di fatto una nuova alternativa economica, sostenibile e efficiente al possesso dell'auto. La fruizione del car sharing è semplice e completamente on line, le tariffe sono "all inclusive" e concorrenziali rispetto ai competitor. Nell'ambito della strategia di sviluppo del business Enjoy è prevista l'estensione del servizio ad altri importanti centri urbani nazionali ed esteri nonché lo sviluppo di altri prodotti e servizi innovativi legati alla mobilità.

## Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2013 sono state acquistate 65,96 milioni di tonnellate di petrolio (62,21 milioni di tonnellate nel 2012), di cui 26,15 milioni di tonnellate dal settore Exploration & Production, 25,27 milioni di tonnellate sul mercato spot e 14,54 milioni di tonnellate dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 26% dalla Russia, 19% dall'Africa Occidentale, 14% dal Mare del Nord, 12% dall'Africa Settentrionale, 6% dal Medio Oriente, 6% dall'Italia e 17% da altre aree. Sono

state commercializzate 43,96 milioni di tonnellate di petrolio, in aumento del 20,2% rispetto al 2012 (+7,40 milioni di tonnellate). Sono state acquistate 5,31 milioni di tonnellate di semilavorati (4,53 milioni di tonnellate nel 2012) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 17,79 milioni di tonnellate di prodotti (20,52 milioni di tonnellate nel 2012) destinati alla vendita sui mercati esteri (13,73 milioni di tonnellate) e sul mercato italiano (4,06 milioni di tonnellate) a completamento delle disponibilità da produzione.

Acquisti	(milioni di tonnellate)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>Greggi equity</b>						
Produzione Eni estero		24,29	23,57	22,46	(1,11)	(4,7)
Produzione Eni nazionale		3,35	3,35	3,69	0,34	10,1
		27,64	26,92	26,15	(0,77)	(2,9)
<b>Altri greggi</b>						
Acquisti spot		20,44	24,95	25,27	0,32	1,3
Contratti a termine		10,94	10,34	14,54	4,20	40,6
		31,38	35,29	39,81	4,52	12,8
<b>Totale acquisti di greggi</b>		59,02	62,21	65,96	3,75	6,0
Acquisti di semilavorati		4,26	4,53	5,31	0,78	17,2
Acquisti di prodotti		15,85	20,52	17,79	(2,73)	(13,3)
<b>TOTALE ACQUISTI</b>		79,13	87,26	89,06	1,80	2,1
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,89)	(0,75)	(0,55)	0,20	26,7
Altre variazioni <sup>(a)</sup>		(1,12)	(1,63)	(1,06)	0,57	35,0
		77,12	84,88	87,45	2,57	3,0

(a) Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

## Raffinazione

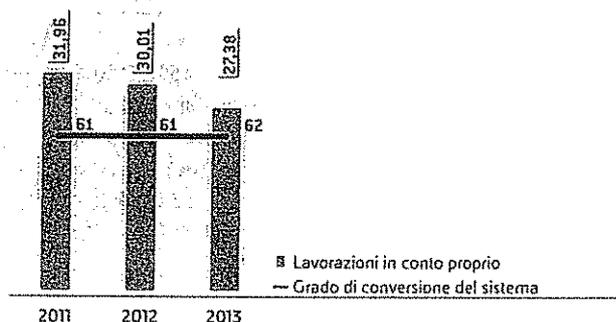
Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2013 sono state di 27,38 milioni di tonnellate con una diminuzione dell'8,8% rispetto al 2012 [-2,63 milioni di tonnellate]. In Italia la flessione dei volumi processati (-9,4%) riflette principalmente l'effetto della fermata per riconversione a "Green Refinery" della Raffineria di Venezia nonché presso tutti i restanti impianti per la rimodulazione degli assetti produttivi in relazione all'andamento dei margini di raffinazione. All'estero le lavorazioni in conto proprio di 4,82 milioni di tonnellate sono diminuite del 5,9% (pari a circa 302 mila tonnellate) per effetto principalmente della fermata totale di Kralupy in Repubblica

Ceca per manutenzione e delle minori lavorazioni al fine di attenuare l'impatto negativo dei margini di lavorazione.

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 18,99 milioni di tonnellate, in diminuzione di 1,85 milioni di tonnellate (-8,9%) rispetto al 2012, determinando un tasso di utilizzo del 66%, in diminuzione di 6 punti percentuali rispetto al 2012 coerentemente con l'andamento negativo dello scenario. Il 23,7% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento di 0,9 punti percentuali rispetto al 2012 (22,8%).

Disponibilità di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>ITALIA</b>					
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	22,75	20,84	18,99	(1,85)	(8,9)
Lavorazioni in conto terzi	(0,49)	(0,47)	(0,57)	(0,10)	(21,3)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	4,74	4,52	4,14	(0,38)	(8,4)
<b>Lavorazioni in conto proprio</b>	<b>27,00</b>	<b>24,89</b>	<b>22,56</b>	<b>(2,33)</b>	<b>(9,4)</b>
Consumi e perdite	(1,55)	(1,34)	(1,23)	0,11	8,2
<b>Prodotti disponibili da lavorazioni</b>	<b>25,45</b>	<b>23,55</b>	<b>21,33</b>	<b>(2,22)</b>	<b>(9,4)</b>
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	3,22	3,35	4,42	1,07	31,9
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(1,77)	(2,36)	(1,85)	0,51	21,6
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,89)	(0,75)	(0,55)	0,20	26,7
<b>Prodotti venduti</b>	<b>26,01</b>	<b>23,79</b>	<b>23,35</b>	<b>(0,44)</b>	<b>(1,8)</b>
<b>ESTERO</b>					
Lavorazioni in conto proprio	4,96	5,12	4,82	(0,30)	(5,9)
Consumi e perdite	(0,23)	(0,23)	(0,22)	0,01	4,3
<b>Prodotti disponibili da lavorazioni</b>	<b>4,73</b>	<b>4,89</b>	<b>4,60</b>	<b>(0,29)</b>	<b>(5,9)</b>
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	12,51	17,29	13,69	(3,60)	(20,8)
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	1,77	2,36	1,85	(0,51)	(21,6)
<b>Prodotti venduti</b>	<b>19,01</b>	<b>24,54</b>	<b>20,14</b>	<b>(4,40)</b>	<b>(17,9)</b>
<b>Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero</b>	<b>31,96</b>	<b>30,01</b>	<b>27,38</b>	<b>(2,63)</b>	<b>(8,8)</b>
<i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i>	<i>6,54</i>	<i>6,39</i>	<i>5,93</i>	<i>(0,46)</i>	<i>(7,2)</i>
<b>Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero</b>	<b>45,02</b>	<b>48,33</b>	<b>43,49</b>	<b>(4,84)</b>	<b>(10,0)</b>
<b>Vendite di greggi</b>	<b>32,10</b>	<b>36,56</b>	<b>43,96</b>	<b>7,40</b>	<b>20,2</b>
<b>TOTALE VENDITE</b>	<b>77,12</b>	<b>84,89</b>	<b>87,45</b>	<b>2,56</b>	<b>3,0</b>

Lavorazioni in conto proprio e grado di conversione delle raffinerie (milioni di tonnellate)



Nel corso dell'anno è stato avviato l'impianto industriale di conversione residui EST (Eni Sturry Technology) presso la Raffineria di Sannazzaro de' Burgondi. La tecnologia EST, a differenza delle

tecnologie di raffinazione attualmente disponibili, non produce sottoprodotti ma converte interamente la carica a distillati e valorizza i residui di distillazione di greggi pesanti ed extrapesanti nonché le risorse non convenzionali. È in corso, inoltre, un'attività di valutazione di eventuale licensing out di tale tecnologia presso alcune Oil Companies interessate all'utilizzo di EST nelle proprie raffinerie o per la valorizzazione di riserve di greggi pesanti. Nel frattempo proseguono gli studi per sviluppare la tecnologia di conversione Sturry Dual-Catalyst (evoluzione del processo EST), che prevede la combinazione di due distinti catalizzatori con lo scopo di migliorare le prestazioni in termini di qualità dei prodotti e di riduzione dei costi. Presso lo stesso impianto è in corso la realizzazione industriale dell'impianto di reforming con la tecnologia innovativa Hydrogen SCT-CPO (Short Contact Time - Catalytic Partial Oxidation) con produzione di gas di sintesi (monossido di carbonio e idrogeno) da idrocarburi gassosi e liquidi (anche derivati da biomasse).

80136/454

Nel corso dell'anno si è inoltre avviato il progetto industriale "Green Refinery" che porta la Raffineria di Venezia ad essere il primo esempio al mondo di conversione di una raffineria convenzionale in una bioraffineria. I lavori di riconfigurazione sono iniziati nel mese di settembre 2013 e si protrarranno fino a marzo 2014, quando è previsto l'avviamento della nuova bioraffineria. Per realizzare questo progetto Eni ha fatto uso di un suo brevetto che ha permesso lo sviluppo industriale della tecnologia **Ecofining**, sviluppata in partnership con l'americana UOP.

È proseguito nel corso dell'anno lo sviluppo di tecnologie volte a migliorare l'impatto ambientale dell'attività di raffinazione e a generare prodotti sempre più ecosostenibili. Tra le attività più rilevanti si segnalano:

- lo sviluppo del sistema catalitico proprietario di idrotrattamento/dearomatizzazione dei gasoli T-Sand che consente di otte-

nere gasolio di alta qualità, con bassi poliaromatici e ridotta emissione di particolato;

- gli studi sulla nuova tecnologia di valenza ambientale **Zero Waste**, che consente di ridurre i fanghi industriali di raffineria attraverso un processo di pirolisi/gassificazione e inertizzazione. Considerata la valenza del progetto si procederà nei prossimi mesi alla realizzazione del primo prototipo da 2 t/h presso la Raffineria di Gela;
- i test svolti presso l'impianto pilota di Gela inerenti progetto **Biodiesel** da microalghe. In particolare sono stati individuati e testati ceppi performanti sia ad alta temperatura (periodo estivo) che a bassa temperatura (periodo invernale) e sono stati conseguiti progressi per un processo innovativo di estrazione lipidica; è stata avviata la sperimentazione per l'upgrading dei lipidi ottenuti, con lo scopo di acquisire un olio idoneo al trattamento in impianto con tecnologia **GreenDiesel**.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero (milioni di tonnellate)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Rete	8,36	7,83	6,64	(1,19)	(15,2)
Extrarete	9,36	8,62	8,37	(0,25)	(2,9)
Petrochimica	1,71	1,26	1,32	0,06	4,8
Altre vendite	6,58	6,08	7,01	0,93	15,3
<b>Vendite in Italia</b>	<b>26,01</b>	<b>23,79</b>	<b>23,34</b>	<b>(0,45)</b>	<b>(1,9)</b>
Rete Resto d'Europa	3,01	3,04	3,05	0,01	0,3
Extrarete Resto d'Europa	3,84	3,96	4,23	0,27	6,8
Extrarete mercati extra europei	0,43	0,42	0,43	0,01	2,4
Altre vendite	11,73	17,12	12,44	(4,68)	(27,3)
<b>Vendite all'estero</b>	<b>19,01</b>	<b>24,54</b>	<b>20,15</b>	<b>(4,39)</b>	<b>(17,9)</b>
<b>VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO</b>	<b>45,02</b>	<b>48,33</b>	<b>43,49</b>	<b>(4,84)</b>	<b>(10,0)</b>

## Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel 2013 le vendite di prodotti petroliferi (43,49 milioni di tonnellate) sono diminuite di 4,84 milioni di tonnellate rispetto al 2012, pari al 10%, per effetto principalmente dei minori volumi venduti a società petrolifere e trader all'estero.

### Vendite rete Italia

Nel 2013, le vendite sulla rete in Italia (6,64 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al 2012 (circa 1,19 milioni tonnellate, -15,2%) per effetto della contrazione dei consumi di gasolio e benzina, in particolare nel segmento autostradale penalizzato dalla riduzione congiunturale del trasporto merci nonché per la maggiore pressione competitiva. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.657 mila litri) ha registrato una diminuzione di circa 318 mila litri rispetto al 2012. La quota di mercato media del 2013 è del 27,5% in diminuzione di 3,7 punti percentuali rispetto al 2012 che beneficiava dell'effetto positivo dell'iniziativa "riparti con eni".

Al 31 dicembre 2013 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.762 stazioni di servizio con un decremento di 18 unità rispetto al 31 dicembre 2012 (4.780 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra chiusure/abbandoni di impianti a basso erogato (51 unità), del mancato rinnovo di una concessione autostradale, parzialmente compensato dal saldo positivo tra

stipule/risoluzioni di contratto di convenzionamento (34 unità). Con riferimento all'iniziativa promozionale "you&eni", il programma di fidelizzazione della base clienti lanciato nel febbraio 2010 con durata quinquennale, le carte che nel 2013 hanno effettuato almeno una transazione sono circa 2,8 milioni di cui circa un milione rappresentato dalle carte consumer di pagamento e loyalty. Il volume venduto a clienti che hanno usufruito dell'accumulo punti con le card è stato pari a circa il 37% dell'erogato complessivo della rete al netto della modalità iperself che non prevede l'accumulo di punti.

Nel 2013 le vendite nel segmento premium (carburanti della linea "eni blu+" caratterizzati da migliori prestazioni e da un ridotto impatto ambientale), hanno risentito della contrazione dei consumi nazionali e dell'elevato livello dei prezzi, registrando volumi in flessione rispetto all'anno precedente. In particolare le vendite di eni bludiesel+ sono state di circa 231 mila tonnellate (circa 278 milioni di litri) in diminuzione di 61 mila tonnellate rispetto allo scorso anno e hanno rappresentato il 5,3% dei volumi di gasolio commercializzati da Eni sulla rete. Al 31 dicembre 2013 le stazioni di servizio che hanno commercializzato eni bludiesel+ sono state 3.909 (4.123 a fine 2012) pari a circa l'82% del totale. Le vendite di eni blusuper+ sono state di circa 30 mila tonnellate (circa 41 milioni di litri), in diminuzione di 4 mila tonnellate rispetto al 2012; l'incidenza (pari all'1,6%) sui volumi di benzina commercializzati da Eni sulla rete, si mantie-

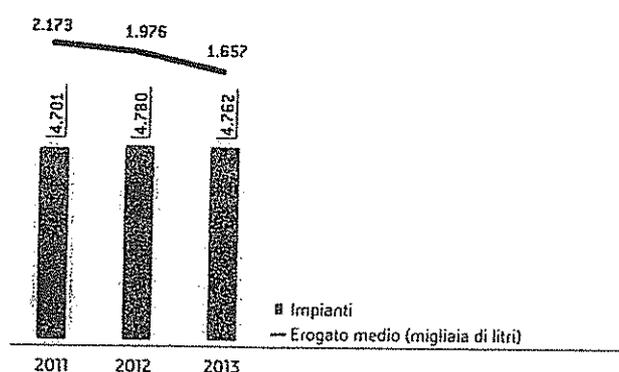
ne sostanzialmente in linea rispetto allo scorso esercizio.

Al 31 dicembre 2013 le stazioni di servizio che hanno commercializzato eni blusuper+ sono state 2.171 [2.505 a fine 2012], pari a circa il 46% del totale.

Nel corso del 2013 sono stati consolidati i risultati raggiunti nell'ambito dello sviluppo di innovativi bio-carburanti e nuovi pacchetti di additivi con detergenti proprietari che conferiscono a benzina e gasolio migliori prestazioni di detergenza "keep clean".

Vendite per prodotto/canale	(milioni di tonnellate)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>Italia</b>		<b>17,72</b>	<b>16,45</b>	<b>15,01</b>	<b>(1,44)</b>	<b>(8,8)</b>
<b>Vendite rete</b>		<b>8,36</b>	<b>7,83</b>	<b>6,64</b>	<b>(1,19)</b>	<b>(15,2)</b>
Benzina		2,60	2,41	1,96	(0,45)	(18,7)
Gasolio		5,45	5,08	4,33	(0,75)	(14,8)
GPL		0,29	0,31	0,32	0,01	3,2
Altri prodotti		0,02	0,03	0,03		
<b>Vendite extrarete</b>		<b>9,36</b>	<b>8,62</b>	<b>8,37</b>	<b>(0,25)</b>	<b>(2,9)</b>
Gasolio		4,18	4,07	4,09	0,02	0,5
Oli combustibili		0,46	0,33	0,24	(0,09)	(27,3)
GPL		0,31	0,30	0,30		
Benzina		0,19	0,20	0,25	0,05	25,0
Lubrificanti		0,10	0,09	0,09		
Bunker		1,26	1,19	1,00	(0,19)	(16,0)
Jet fuel		1,65	1,56	1,58	0,02	1,3
Altri prodotti		1,21	0,88	0,82	(0,06)	(6,8)
<b>Estero (rete + extrarete)</b>		<b>7,28</b>	<b>7,42</b>	<b>7,71</b>	<b>0,29</b>	<b>3,9</b>
Benzina		1,79	1,81	1,73	(0,08)	(4,4)
Gasolio		3,82	3,96	4,23	0,27	6,8
Jet fuel		0,49	0,44	0,51	0,07	15,9
Oli combustibili		0,23	0,19	0,22	0,03	15,8
Lubrificanti		0,10	0,09	0,10	0,01	11,1
GPL		0,50	0,52	0,51	(0,01)	(1,9)
Altri prodotti		0,35	0,41	0,41		
		<b>25,00</b>	<b>23,87</b>	<b>22,72</b>	<b>(1,15)</b>	<b>(4,8)</b>

Stazioni di servizio in Italia ed erogato medio (numero)



### Vendite rete Resto d'Europa

Le vendite Rete nel resto d'Europa pari a 3,05 milioni di tonnellate sono sostanzialmente in linea rispetto al 2012 (+0,3%; +10 mila tonnellate) per effetto dei maggiori volumi commercializzati in Germania e Austria, compensati quasi completamente dalle minori vendite in Repubblica Ceca e Ungheria.

Al 31 dicembre 2013 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.624 stazioni di servizio con un aumento di 20 unità rispetto al 31 dicembre 2012 (1.604 stazioni di servizio). L'evoluzione della rete ha visto: (i) la chiusura di 25 impianti a basso erogato, principalmente in Francia; (ii) il saldo positivo

di 26 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento, in particolare in Germania e Austria; (iii) l'acquisto di 18 impianti principalmente in Francia e Germania; (iv) l'apertura di un nuovo punto vendita.

L'erogato medio (2.322 mila litri) è sostanzialmente in linea rispetto al 2012 (2.319 mila litri).

### Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia di 8,37 milioni di tonnellate hanno registrato una flessione di circa 253 mila tonnellate, pari al 2,9% per effetto delle minori vendite di bunkeraggi e bitumi a causa del calo della domanda, quasi integralmente compensate dai maggiori volumi commercializzati di oli combustibili e prodotti minori. La quota di mercato extrarete media nel 2013 è del 28,8% (29,5% nel 2012). Le vendite al settore Chimica (1,32 milioni di tonnellate) hanno registrato un leggero aumento rispetto al 2012 (+62 mila tonnellate) riferibile alle maggiori forniture di feedstock.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 4,23 milioni di tonnellate, sono cresciute del 6,8% rispetto al 2012, per effetto essenzialmente delle maggiori vendite in Slovenia e Francia. In calo le vendite in Austria. Le altre vendite (19,45 milioni di tonnellate) sono diminuite di 3,75 milioni di tonnellate, pari al 16,2% per effetto delle minori vendite ad altre società petrolifere.

Nell'ambito dello sviluppo dei bitumi le attività hanno riguardato la produzione di bitume per membrane impermeabilizzanti, al

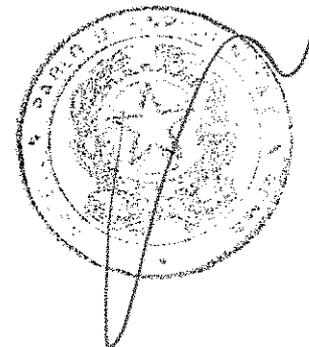
80136/456

fine di incrementare la presenza Eni in mercati più remunerativi. Nell'ambito dei bitumi modificati, è stato concluso lo studio di fattibilità per la realizzazione di un impianto di produzione di bitume in lastre (RIGEBIT) di significativa valenza ambientale dal punto di vista applicativo e con buone prospettive commerciali. Relativamente ai lubrificanti, nel 2013 sono stati qualificati tre nuovi oli in ambito trazione benzina e quattro nuovi prodotti di elevato livello prestazionale nel settore degli oli trazione diesel. Per quanto riguarda i lubrificanti industria è proseguita l'attività collaborativa Eni-General Electric su due nuovi lubrificanti industriali per turbomacchine ad alte prestazioni, con elevate caratteristiche "energy saving".

## Investimenti tecnici

Nel 2013, gli investimenti tecnici del settore di €619 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione, supply e di logistica in Italia e all'estero (€444 milioni), finalizzati essenzialmente al miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, in particolare presso la Raffineria di Sannazzaro, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (€107 milioni) e nel Resto d'Europa (€68 milioni). Complessivamente nel 2013 gli investimenti in salute, sicurezza e ambiente sono stati di €105 milioni.

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>Raffinazione, supply e logistica</b>		<b>638</b>	<b>622</b>	<b>444</b>	<b>(178)</b>	<b>(28,6)</b>
Italia		635	618	444	(174)	(28,2)
Estero		3	4		(4)	..
<b>Marketing</b>		<b>228</b>	<b>220</b>	<b>175</b>	<b>(45)</b>	<b>(20,5)</b>
Italia		168	163	107	(56)	(34,4)
Estero		60	57	68	11	19,3
		<b>866</b>	<b>842</b>	<b>619</b>	<b>(223)</b>	<b>(26,5)</b>



## Principali indicatori di performance

		2011	2012	2013
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,47	0,76	0,76
Indice di frequenza infortuni contrattisti		4,60	1,67	0,30
Ricavi della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	6.491	6.418	5.859
Intermedi		2.987	3.050	2.709
Polimeri		3.299	3.188	2.933
Altri ricavi		205	180	217
Utile operativo		(424)	(681)	(725)
Utile operativo adjusted		(273)	(483)	(386)
Utile netto adjusted		(206)	(395)	(338)
Investimenti tecnici		216	172	314
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	6.245	6.090	5.817
Vendite di prodotti petrolchimici		4.040	3.953	3.785
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	65,3	66,7	65,3
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	5.804	5.668	5.708
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	4,12	3,69	3,66
Emissioni NMVOC (Non-Methan Volatile Organic Compounds)	(migliaia di tonnellate)	4,18	4,40	3,93
Emissioni SO <sub>x</sub> (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO <sub>x</sub> eq)	3,17	2,19	1,53
Emissioni NO <sub>x</sub> (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate di NO <sub>x</sub> eq)	4,14	3,43	3,29
Tasso di riutilizzo dell'acqua dolce	(%)	81,9	81,6	86,2

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

## Performance dell'anno

- Nel corso del 2013 l'indice di frequenza infortuni dei contrattisti ha proseguito il trend di miglioramento, segnando una riduzione dell'81,9% rispetto al 2012. Invariato rispetto al 2012 l'indice di frequenza relativo ai dipendenti.
- Nel 2013 le emissioni di gas serra e le altre emissioni in atmosfera evidenziano un miglioramento rispetto al 2012 a seguito dell'interruzione della produzione presso il sito di Porto Torres in fase di conversione. Ulteriori riduzioni sono state registrate in particolare presso Mantova per gli NO<sub>x</sub> e i NMVOC e presso Dunkerque per gli SO<sub>x</sub> e i NMVOC. In miglioramento il tasso di riutilizzo dell'acqua dolce che sale all'86,2%.
- Nel 2013 il settore ha registrato una perdita netta adjusted di €338 milioni con un miglioramento di €57 milioni rispetto al 2012, dovuto alla circostanza che i margini sul cracker registrarono un crollo nella prima metà del 2012.
- Le vendite di prodotti petrolchimici di 3.785 mila tonnellate sono diminuite di 168 mila tonnellate rispetto al 2012 (-4,2%) a causa del calo dei consumi.
- Le produzioni di 5.817 mila tonnellate sono diminuite di 273 mila tonnellate (-4,5%) per effetto della debolezza della domanda in tutti i segmenti. In particolare, le riduzioni più significative riguardano gli elastomeri e il polietilene.
- Nel 2013 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa €39 milioni in linea con l'esercizio precedente. Sono state depositate 10 domande di brevetto, di cui una congiuntamente con E&P.

## Iniziative di sviluppo e sostenibilità

- Nell'ambito della strategia di espansione nel settore delle bioplastiche e diversificazione dalla chimica di base, Versalis ha definito partnership strategiche con primari operatori nel campo delle biotecnologie e delle gomme:

80136/458

- con Genomatica, per la costituzione di una joint venture tecnologica per la produzione di butadiene da biomassa proveniente da colture non-food. La joint venture sarà proprietaria della tecnologia oggetto dell'accordo in esclusiva per Europa, Asia e Africa. Versalis investirà oltre \$20 milioni per lo sviluppo della tecnologia di processo e intende avvalersi per prima del diritto di utilizzo della licenza e costruire i relativi impianti commerciali;
  - con Pirelli, con la firma di un Memorandum of Understanding per l'avvio di un progetto di ricerca relativo all'utilizzo della gomma naturale da guayule nella produzione di pneumatici;
  - con Yulex Corporation, azienda produttrice di biomateriali a base agricola, per l'avvio di un progetto per la produzione di biogomma e per la realizzazione di un complesso produttivo industriale nel Sud Europa. L'accordo interesserà l'intera catena produttiva. Versalis realizzerà materiali per diverse applicazioni con l'obiettivo finale di ottimizzare il processo produttivo per l'industria dei pneumatici;
  - con la società sudcoreana Lotte Chemical attraverso la costituzione di una joint venture paritaria e con la compagnia malese Petronas tramite la definizione di uno shareholder agreement. Gli accordi riguardano lo sviluppo di attività produttive congiunte nei business degli stirenici e degli elastomeri nell'ambito del processo di espansione nei mercati in crescita del sud-est asiatico;
  - con Neville Venture ha siglato un accordo di partnership strategica per la produzione di resine idrocarburiche da realizzarsi presso lo stabilimento di Priolo e ha finalizzato un accordo di licenza relativo alla produzione di resine destinate a settori applicativi specialistici come quelli degli adesivi, degli inchiostri, delle vernici e delle gomme;
  - con Elevance Renewable Sciences Inc, società chimica americana specializzata nei prodotti ad alto valore aggiunto ottenuti da oli vegetali, attraverso un Protocollo d'Intesa (MoU) per l'avvio di una partnership strategica finalizzata allo sviluppo e all'industrializzazione di una nuova tecnologia per produzioni da oli vegetali, per sviluppare e industrializzare nuovi catalizzatori. Le future produzioni saranno destinate a settori applicativi ad alto valore aggiunto quali cura della persona, detergenti, bio-lubrificanti e prodotti chimici per l'industria petrolifera.
- Nell'ambito della Chimica Verde sono proseguite le attività per la riqualificazione del polo di Porto Torres, volto a sostituire le attività tradizionali del sito con attività che rappresentano elevate prospettive di sviluppo futuro, realizzando produzioni ad elevata biodegradabilità e/o realizzati con materie prime ottenute da fonti rinnovabili. Nel corso del 2013 Versalis ha completato gli interventi di ristrutturazione e di riassetto delle reti di distribuzione e degli stoccaggi destinate agli impianti Matrìca.
- Nel febbraio 2014 Versalis ha raggiunto un'importante intesa sull'avvio del progetto di trasformazione e rilancio del sito di Porto Marghera con l'obiettivo di ridisegnarne l'assetto produttivo e recuperare competitività. Il programma prevede investimenti per circa €200 milioni che verranno indirizzati sia all'ottimizzazione dell'impianto di cracking e riassetto utilities, con significativi saving energetici, sia alla nuova iniziativa di Chimica Verde.
- Nel 2013, nell'ambito della Product Stewardship, è stata realizzata una specifica piattaforma informatica, Athos (Advanced tool for the handling of substances), che raccoglie tutte le informazioni propedeutiche ad una gestione sicura, per i lavoratori e per l'ambiente, dei prodotti chimici sintetizzati e utilizzati negli stabilimenti di Versalis.

## Vendite - produzioni - prezzi

Nel 2013 le vendite (3.785 mila tonnellate) sono diminuite di 168 mila tonnellate rispetto al 2012 (-4,2%) a causa principalmente della debolezza della domanda che riflette l'impatto negativo della recessione economica in atto nei principali mercati di riferimento. Le flessioni più significative sono state registrate negli elastomeri (-9,7%) e negli intermedi (-4,2%). Riduzioni minori sono state riscontrate nel business del polietilene (-3%) e degli stirenici (2,9%). I prezzi medi unitari sono stati complessivamente inferiori del 3,2% rispetto al 2012, con trend differenziati nei vari business: i prezzi delle olefine risentono del forte calo delle quotazioni del butadiene (-23%) per la crisi dei consumi europei, in aumento i prezzi medi degli stirenici (+7,5%). Miglioramenti meno significativi hanno riguardato i prezzi medi dei derivati (+1,4%), e del polietilene (+1,1%). Le produzioni ammontano a 5.817 mila tonnellate (-273 mila tonnellate, pari al -4,5% rispetto al 2012) per effetto principalmente del calo registrato nel busi-

ness degli elastomeri (-11%). Più contenute le riduzioni negli stirenici (-2,8%), nel polietilene (-6%) e negli intermedi (-3,7%). Le principali flessioni produttive si sono registrate presso l'impianto di Priolo (-8,4%) per effetto della fermata programmata dell'impianto olefine cracking e quella definitiva dell'impianto di polietilene, di Ragusa (-12,5%) per minori volumi di polietilene e Dunkerque (-5,3%) per la debolezza del mercato di polietilene nonché per la fermata programmata nel secondo semestre 2013. Tali decrementi sono stati parzialmente compensati dalle maggiori produzioni registrate presso il sito di Sarroch (+11,6%), che nel 2012 aveva risentito della fermata per manutenzione programmata, nonché per le maggiori produzioni di benzene e xiloli. La capacità produttiva nominale si è ridotta per effetto di attività di razionalizzazione eseguite nel corso del periodo con un tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, che è risultato pari al 65,3% (66,7% quello del 2012).

Disponibilità di prodotti	(migliaia di tonnellate)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Intermedi		4.101	3.595	3.462	(133)	(3,7)
Polimeri		2.144	2.495	2.355	(140)	(5,6)
<b>Produzioni</b>		<b>6.245</b>	<b>6.090</b>	<b>5.817</b>	<b>(273)</b>	<b>(4,5)</b>
Consumi e perdite		(2.631)	(2.545)	(2.394)	151	(5,9)
Acquisti e variazioni rimanenze		426	408	362	(46)	(11,3)
		<b>4.040</b>	<b>3.953</b>	<b>3.785</b>	<b>(168)</b>	<b>(4,2)</b>

## Andamento per business

### Intermedi

I ricavi degli intermedi (€2.709 milioni) sono diminuiti di €341 milioni rispetto al 2012 (-11,2%), a causa essenzialmente della riduzione dei volumi venduti (-4,2%) e dei prezzi medi unitari (-1,9%) con trend differenziati nei vari business: nelle olefine sono diminuiti i volumi venduti di etilene (-4%) per effetto della fermata programmata a Priolo e per i minori consumi, con prezzi di poco inferiori allo scorso anno, mentre in forte calo i volumi di butadiene (-38%) per la sofferenza del mercato degli elastomeri e della crisi dei consumi che ha ridotto i prezzi medi del 23%. Nel business aromatici alla riduzione delle quantità vendute di benzene (-7,4%) si contrappone l'incremento dei volumi di xileni (+7,5%), con prezzi medi complessivamente stabili. In calo i ricavi dei derivati che, a fronte di un aumento dell'1,4% dei prezzi medi, registrano minori volumi venduti di fenolo/derivati (-3,6%) per minore disponibilità di prodotto a seguito della fermata programmata nel sito di Mantova.

Le produzioni di intermedi (3.462 mila tonnellate) sono in diminuzione rispetto allo scorso anno (-133 mila tonnellate; -3,7%). In riduzione volumi prodotti di olefine (-5,7%) e derivati (-2,4%)

a seguito del minor utilizzo degli impianti cracking a Priolo, le minori produzioni di Butadiene (-10,3%), a causa della fermata programmata di Brindisi e di Ravenna. Tali riduzioni sono state compensate dai maggiori volumi prodotti di aromatici (+3% rispetto allo scorso anno) grazie all'incremento delle produzioni di xileni.

### Polimeri

I ricavi dei polimeri (€2.933 milioni) sono diminuiti di €255 milioni rispetto al 2012 (-8%), per effetto principalmente del calo dei prezzi medi unitari (-19%) e dei volumi venduti nel business degli elastomeri (-9,7%) per effetto del rilevante calo della domanda nei mercati di sbocco tyre and automotive. Tale performance negativa è stata solo parzialmente compensata dall'aumento dei prezzi medi degli stirenici (+7,5%) e del polietilene (+1%) in particolare nell'ultima parte dell'anno. Le produzioni dei polimeri (2.356 mila tonnellate) sono diminuite di 140 mila tonnellate rispetto al 2012 (-5,6%), in particolare presso l'impianto di Ravenna e gli stabilimenti inglesi (Hythe e Grangemouth), per dinamiche di mercato.

## Investimenti tecnici

Nel 2013 gli investimenti tecnici di €314 milioni (€172 milioni nel 2012) hanno riguardato: (i) interventi di miglioramento dell'efficienza impiantistica (€170 milioni); (ii) interventi di manutenzione (€66 milioni); (iii) interventi di tutela ambientale e di

adeguamento alle norme di legge in tema di salute e sicurezza (€52 milioni); (iv) interventi di mantenimento e razionalizzazione (€14 milioni).

# Ingegneria & Costruzioni

## Principali indicatori di performance

		2011	2012	2013
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,44	0,54	0,46
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,21	0,17	0,10
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	1,82	0,93	2,01
Ricavi della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	(€ milioni)	11.834	12.771	11.611
Utile operativo		1.422	1.442	(83)
Utile operativo adjusted		1.443	1.474	(84)
Utile netto adjusted		1.098	1.111	(253)
Investimenti tecnici		1.090	1.011	902
Ordini acquisiti	(€ milioni)	12.505	13.391	10.653
Portafoglio ordini a fine periodo		20.417	19.739	17.514
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	38.561	43.387	47.209
Quota dipendenti estero	(%)	86,5	88,1	89,1
Quota di manager locali		41,3	41,3	41,3
Quota di procurato locale		56,4	51,8	51,1
Spesa salute	(€ milioni)	32	21	22
Spesa sicurezza		51	82	85
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	1,32	1,54	1,54

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

## Performance dell'anno

- Nel 2013 gli indici di frequenza infortuni di dipendenti e contrattisti registrano una riduzione rispetto al 2012, rispettivamente del 14,8% e del 41,1%. Anche nel 2013 è proseguito l'impegno nella formazione e addestramento di dipendenti e contrattisti in materia di salute e sicurezza, attraverso iniziative tra le quali le campagne "Leadership in Health and Safety", "Working at height and Confined Space" e l'utilizzo di portali dedicati alla formazione HSE e ai dispositivi di protezione individuale.
- Il procurato dell'anno ammonta a €9.066 milioni, di cui il 51,1% ordinato presso fornitori locali.
- Le spese in salute e sicurezza aumentano complessivamente del 4% rispetto al 2012. In particolare le spese per i dispositivi di protezione individuale aumentano del 30% e quelle per la formazione in materia di sicurezza del 10%.
- Nel 2013 il settore Ingegneria & Costruzioni ha registrato una perdita netta adjusted di €253 milioni (-€1.264 milioni rispetto all'utile di €1.111 milioni del 2012). Tale risultato riflette le difficoltà operative e commerciali riscontrate nella prima parte del 2013 con la conseguente revisione delle stime di redditività di importanti commesse in particolare per la realizzazione di complessi industriali onshore.
- Gli ordini acquisiti di €10.653 milioni (€13.391 milioni nel 2012) hanno riguardato per il 94% lavori da realizzare all'estero e per il 44% lavori assegnati da imprese Eni.
- Il portafoglio ordini ammonta a €17.514 milioni al 31 dicembre 2013 (€19.739 milioni al 31 dicembre 2012) di cui €9.244 milioni da realizzarsi nel 2014.
- Nel 2013 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa €15 milioni, in linea con l'esercizio precedente. Sono state depositate 14 domande di brevetto.
- Gli investimenti tecnici di €902 milioni (€1.011 milioni nel 2012) hanno riguardato essenzialmente l'upgrading della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione.

## Iniziative di sviluppo e sostenibilità

- Nel novembre 2013 Saipem ha inaugurato la sua nuova yard di fabbricazione a Edmonton, in Canada. La struttura permetterà di velocizzare la realizzazione dei progetti grazie a una forza lavoro attiva anche in condizioni climatiche avverse. La yard sarà adibita alla prefabbricazione di componenti industriali e tubazioni e l'assemblaggio di moduli destinati a vari progetti nel mercato Oil & Gas, tra i quali il GNL e la produzione di energia elettrica.
- Nel corso del 2013, nell'ambito della valorizzazione delle competenze, è stato avviato il progetto Onshore EPC Projects, Construction Phase Enhancement, con l'obiettivo di valutare il livello di adeguatezza di risorse Saipem in "Ruoli Critici" dell'area professionale Costruzione, in termini quantitativi e qualitativi, al fine di ottimizzarne e centralizzarne la programmazione e lo sviluppo.
- Nel 2013 Saipem si è impegnata a consolidare le relazioni con gli stakeholder locali attraverso attività di coinvolgimento diretto, di studio e analisi. Nell'ambito delle attività di formazione e promozione dell'occupazione locale è stato siglato un Memorandum of Mutual Agreement in Brasile; in Congo è stata avviata la formazione on-the-job di ingegneri locali; in Kazakhstan sono stati realizzati interventi di formazione professionale e di supporto tecnico agli istituti scolastici locali; in Nigeria è stato svolto training professionale rivolto allo sviluppo dell'imprenditoria locale. In ambito sanitario, sono stati realizzati programmi di prevenzione di malattie in Africa Occidentale, Sud America, Indonesia e Kazakhstan.
- Al fine di garantire la diffusione delle competenze e la condivisione del know-how Saipem, è stata svolta attività di formazione presso il Training Center di Schiedam (Olanda) riconosciuto quale centro di formazione all'avanguardia in ambito HSE e offshore, nel quale vengono inoltre ricreate le complesse condizioni di lavoro presenti sui mezzi offshore.

## Aree di attività

### Engineering & Construction Offshore

Nel 2013 i ricavi ammontano a €5.094 milioni in calo del 2,2% rispetto al 2012 a seguito della minore attività nel Mare del Nord, Kazakhstan e Australia.

Gli ordini acquisiti dell'anno di €5.777 milioni (€7.477 milioni nel 2012) hanno riguardato principalmente: (i) il contratto EPCI per conto di Total Upstream Nigeria Ltd, per lo sviluppo del campo di Egina in Nigeria, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, installazione e messa in servizio di condotte sottomarine per la produzione di idrocarburi e l'esportazione del gas, strutture di collegamento flessibili e cavi ombelicali; (ii) il contratto per conto di Burullus Gas Company per lo sviluppo del progetto West Delta Deep Marine - Fase IXa, a circa 90 chilometri dalla costa egiziana nel Mediterraneo. Lo scopo del lavoro comprende la realizzazione delle strutture sottomarine (fino a 850 metri di profondità) nella West Delta Deep Marine Concession, in cui l'azienda ha già eseguito alcune delle fasi precedenti dello sviluppo del giacimento sottomarino; (iii) il contratto EPCI per conto di ExxonMobil relativo alle attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di condotte sottomarine di produzione e di iniezione acqua, cavi rigidi di collegamento e altre strutture sottomarine nell'ambito del progetto Kizomba Satellites Phase 2, in corso di realizzazione nell'offshore angolano.

Nell'ambito del progetto Trunkline and Production Flowlines commissionato da Agip KCO (agente del consorzio NCSPSA in Kazakhstan partecipato da Eni con il 16,81%), che prevedeva attività d'ingegneria, posa e messa in servizio di condotte e altre facility, Saipem è stata richiesta dal committente di intervenire in garanzia a seguito del rilevamento di perdite in un tratto delle condotte a terra. Saipem, ritenendosi non obbligata all'esecuzione di tali opere ha chiesto a sua volta al committente di indagare su altre possibili cause delle perdite. Allo stato attuale non è iniziato alcun contenzioso.

Nel 2013 Saipem ha proseguito lo sviluppo di soluzioni esclu-

sive nei settori delle acque profonde e ultra profonde, degli impianti galleggianti, dello sviluppo di nuovi metodi e attrezzature per la posa e lo scavo di condotte sottomarine in condizioni estreme. In particolare sono stati sviluppati sistemi innovativi di "Subsea Processing" e per gli impianti di liquefazione galleggianti (FLNG). Nei processi di costruzione delle condotte a mare, è stato applicato con successo un nuovo apparato, che migliora il processo e la qualità della saldatura dei tubi in acciaio al carbonio e inossidabili.

### Engineering & Construction Onshore

Nel 2013 i ricavi ammontano a €4.619 milioni in calo del 24,4% rispetto al 2012 a seguito della minore attività in Africa Settentrionale, Africa Occidentale e Medio Oriente. Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €2.566 milioni (€3.972 milioni nel 2012). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) il contratto EPC per conto di Dangote Fertilizer Ltd, per la realizzazione di un complesso di produzione di ammoniaca e urea da realizzarsi nello stato di Edo, in Nigeria. Il contratto riguarda la costruzione di due treni di produzione gemelli e dei relativi impianti di servizio nonché le infrastrutture esterne all'impianto; (ii) il contratto EPC per conto di Star Refinery AS, per la costruzione della Socar Refinery, in Turchia, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di una raffineria e di tre pontili di estrazione del greggio, da realizzarsi nella regione adiacente il complesso Petkim Petrochemical; (iii) il contratto EPC per conto di Eni, inerente le attività di adeguamento logistico relativo allo stoccaggio del greggio a supporto del giacimento Tempa Rossa, in Italia. L'attività di ricerca e sviluppo, finalizzata al miglioramento di tecnologie di processo proprietarie e all'ampliamento del portafoglio dei servizi ambientali, ha riguardato: (i) lo studio sul miglioramento della tecnologia proprietaria per la produzione di Urea con lo sviluppo del nuovo processo "Urea Zero Emission"; (ii) l'avvio di un progetto di innovazione che ha come tema l'aumento dell'efficienza energetica negli impianti di processo.

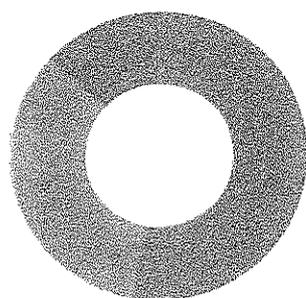
80136/62

**Perforazioni mare**

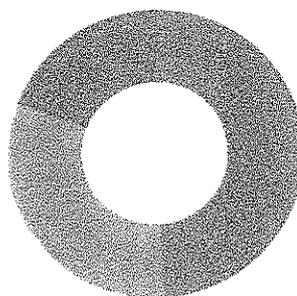
Nel 2013 i ricavi ammontano a €1.177 milioni con un incremento del 8,1% rispetto al 2012 attribuibile al pieno utilizzo delle piattaforme semisommersibili Scarabeo 8, Scarabeo 3 e Scarabeo 6 e all'entrata in operatività del mezzo Ocean Spur. Gli ordini acquisiti dell'anno pari a €1.401 milioni (€1.025 milioni nel 2012) hanno riguardato principalmente: (i) l'estensione per una durata di cinque anni del contratto per il noleggio a Eni della nave di perforazione Saipem 10000 a partire dal terzo trimestre 2014 per attività di perforazione su base worldwide; (ii) l'estensione per un periodo di un anno del contratto per conto di IEOC per l'utilizzo del semisommersibile Scarabeo 4 per operazioni in Egitto; (iii) l'estensione di due anni del contratto per conto di Eni per il noleggio della Saipem TAD per attività di perforazione nelle acque del Congo.

**Perforazioni terra**

Nel 2013 i ricavi ammontano a €721 milioni, in lieve calo rispetto al 2012. La minore attività in Algeria è stata quasi interamente assorbita dal maggiore volume di attività degli impianti in Arabia Saudita, in Kazakhstan e in Mauritania. Gli ordini acquisiti dell'anno di €909 milioni (€917 milioni nel 2012) hanno riguardato principalmente: (i) per conto di Eni Congo, l'estensione di tre anni delle attività di gestione di un impianto di proprietà del cliente; (ii) per conto di vari clienti, l'estensione di contratti di durata variabile per operazioni di perforazione in Sud America; (iii) per conto di vari clienti contratti per l'utilizzo di 17 impianti, per durate variabili comprese tra i 6 mesi e i 5 anni, in Medio Oriente, Mar Caspio, Sud America, Africa Occidentale, Turchia e Ucraina. Di questi impianti, 2 lavoreranno per Shell nell'ambito di un accordo globale di lungo periodo che impegna Saipem a fornire servizi a chiamata per facilitare l'entrata in nuovi paesi e a fornire servizi di perforazione a terra, su base mondiale, finalizzati all'esplorazione a condizioni prefissate.

**Ordini acquisiti**  
(€10.653 milioni)

- E&C Offshore 54%
- E&C Onshore 24%
- Perforazioni mare 13%
- Perforazioni terra 9%

**Portafoglio ordini**  
(€17.514 milioni)

- E&C Offshore 48%
- E&C Onshore 25%
- Perforazioni mare 20%
- Perforazioni terra 7%

Ordini acquisiti	(€ milioni)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
		12.505	13.391	10.653	(2.738)	(20,4)
Engineering & Construction Offshore		6.131	7.477	5.777	(1.700)	(22,7)
Engineering & Construction Onshore		5.006	3.972	2.566	(1.406)	(35,4)
Perforazioni mare		780	1.025	1.401	376	36,7
Perforazioni terra		588	917	909	(8)	(0,9)
di cui:						
- Eni		822	631	1.514	883	..
- Terzi		11.683	12.760	9.139	(3.621)	(28,4)
di cui:						
- Italia		1.116	485	591	106	21,9
- Estero		11.389	12.906	10.062	(2.844)	(22,0)

Portafoglio ordini	(€ milioni)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
		20.417	19.739	17.514	(2.225)	(11,3)
Engineering & Construction Offshore		6.600	8.721	8.447	(274)	(3,1)
Engineering & Construction Onshore		9.604	6.701	4.436	(2.286)	(33,8)
Perforazioni mare		3.301	3.238	3.390	152	4,7
Perforazioni terra		912	1.079	1.241	162	15,0
di cui:						
- Eni		2.883	2.526	2.261	(265)	(10,5)
- Terzi		17.534	17.213	15.253	(1.960)	(11,4)
di cui:						
- Italia		1.816	1.719	784	(935)	(54,4)
- Estero		15.601	15.020	14.730	(1.390)	(7,2)

## Investimenti tecnici

Gli investimenti di €902 milioni hanno riguardato principalmente: (i) nell'Engineering & Construction Offshore l'ultimazione dei lavori di approntamento di un nuovo pipelayer, il proseguimento delle attività di costruzione della nuova base in Brasile, oltre a interventi di mantenimento e upgrading di mezzi esistenti; (ii) nell'Engineering & Construction Onshore l'acquisto di equipment e strutture per la base in Canada nonché il man-

tenimento dell'asset base; (iii) nel Drilling Offshore interventi relativi ai lavori di rimessa in classe delle piattaforme semi-sommersibili Scarabeo 5 e Scarabeo 7 e del jack-up Perro Negro 3, oltre a interventi di mantenimento e upgrading sui mezzi esistenti; (iv) nel Drilling Onshore l'approntamento di quattro nuovi impianti destinati ad operare in Arabia Saudita, nonché all'upgrading dell'asset base.

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Engineering & Construction Offshore		400	505	373	(132)	(26,1)
Engineering & Construction Onshore		45	66	116	50	75,8
Perforazioni mare		507	281	172	(109)	(38,8)
Perforazioni terra		121	120	210	90	75,0
Altri investimenti		17	39	31	(8)	(20,5)
		1.090	1.011	902	(109)	(10,8)

80136/464

# Commento ai risultati economico-finanziari

## Conto economico<sup>1</sup>

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
107.690	Ricavi della gestione caratteristica	127.220	114.722	(12.498)	(9,8)
926	Altri ricavi e proventi	1.546	1.385	(161)	(10,4)
(83.199)	Costi operativi	(99.976)	(95.477)	4.499	4,5
(69)	di cui (oneri) proventi non ricorrenti				
171	Altri proventi e oneri operativi	(158)	(71)	87	55,1
(8.785)	Ammortamenti e svalutazioni	(13.561)	(11.703)	1.858	13,7
16.803	Utile operativo	15.071	8.856	(6.215)	(41,2)
(1.146)	Proventi (oneri) finanziari	(1.347)	(991)	356	26,4
2.123	Proventi netti su partecipazioni	2.881	6.115	3.234	..
17.780	Utile prima delle imposte	16.605	13.980	(2.625)	(15,8)
(9.903)	Imposte sul reddito	(11.661)	(9.008)	2.653	22,8
55,7	Tax rate [%]	70,2	64,4	(5,8)	
7.877	Utile netto - continuing operations	4.944	4.972	28	0,6
(74)	Utile netto - discontinued operations	3.732		(3.732)	..
7.803	Utile netto	8.676	4.972	(3.704)	(42,7)
	di competenza:				
6.860	Eni:	7.790	5.160	(2.630)	(33,8)
6.902	- continuing operations	4.200	5.160	960	22,9
(42)	- discontinued operations	3.590		(3.590)	..
943	Interessenze di terzi:	886	(188)	(1.074)	..
975	- continuing operations	744	(188)	(932)	..
(32)	- discontinued operations	142		(142)	..

### Utile netto

Nel 2013 l'utile netto di competenza degli azionisti Eni di €5.160 milioni è maturato in un mercato particolarmente difficile per tutti i settori di business Eni a causa d'interruzioni straordinarie di produzione dovute ai fattori geopolitici nella E&P, del continuo deterioramento dei prezzi e dei margini di vendita nei business mid-downstream dovuto alla crisi economica, al calo strutturale della domanda di commodity energetiche, all'eccesso di offerta/capacità e all'intensa pressione competitiva, nonché del crollo di redditività della Saipem dovuto alle perdite straordinarie su commesse.

Nonostante questi fattori negativi di carattere eccezionale,

l'utile netto 2013 registra un aumento del 22,9% rispetto al 2012 (+€960 milioni) grazie alla flessibilità, assicurata da un portafoglio di opportunità sempre più ampio dovuta ai recenti risultati esplorativi, che ha permesso la monetizzazione anticipata di risultato e di cassa con la cessione del 20% della scoperta in Mozambico con un incasso di €3,4 miliardi e una plusvalenza netta di conto economico di circa €3 miliardi e il disinvestimento della partecipazione negli assets siberiani di Artic Russia con un incasso di €2,2 miliardi avvenuto nel gennaio 2014 e una plusvalenza da rivalutazione a fair value di €1,7 miliardi registrata nell'utile 2013 in forza dell'avvenuta cessazione del controllo congiunto alla data di redazione del bilancio.

(1) Tutte le variazioni dei risultati economici sono calcolati, salvo diversa indicazione, rispetto agli utili delle continuing operations del 2012 considerato che Snam era allora consolidata nei conti del Gruppo Eni e rappresentata come discontinued operations in base allo IFRS5. Gli IFRS prevedono che nel caso delle discontinued operations gli utili e le perdite attribuite alle attività in fase di dismissione e di conseguenza alle continuing operations sono quelli derivanti dalle transazioni con controparti terze rispetto al Gruppo.

## Utile netto adjusted

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
6.902	Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	4.200	5.160	960	22,9
(724)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(23)	438		
760	Esclusione special item	2.953	(1.165)		
	di cui:				
69	- oneri (proventi) non ricorrenti				
691	- altri special item	2.953	(1.165)		
6.938	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations <sup>(a)</sup>	7.130	4.433	(2.697)	(37,8)

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

L'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni è stato di €4.433 milioni, in riduzione di €2.697 milioni rispetto al 2012, pari al 37,8%. Depurando il 2012 del contributo di Snam alle continuing operations la riduzione dell'utile netto si riduce al 35%. La flessione riflette il difficile andamento di tutti i settori di business per i trend fondamentali descritti in precedenza. L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo la perdita di magazzino di €438 milioni e gli special item costituiti da proventi netti di €1.165 milioni, assunti dopo la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi relativi alla gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity, per una rettifica negativa di €727 milioni.

Gli special item dell'utile operativo di €3.046 milioni si riferiscono principalmente a:

- (i) svalutazioni d'impianti di generazione elettrica, raffinazione, goodwill e altri avviamenti commerciali per €2.400 milioni nei settori Gas & Power (€1.685 milioni) e Refining & Marketing (€633 milioni), a causa delle ridimensionate prospettive di redditività dei business in considerazione del calo strutturale della domanda, eccesso d'offerta e di capacità, crescente pressione competitiva e altri svantaggi di costo. Svalutazioni di minore entità hanno riguardato proprietà Oil & Gas nel settore Exploration & Production (€19 milioni netti) a causa di revisioni negative delle riserve quasi completamente assorbite da riprese di valore per revisioni positive, e linee di business marginali prive di prospettive di reddito nella Chimica (€44 milioni);
- (ii) costi e accantonamenti al fondo rischi e oneri di €334 milioni relativi a contratti onerosi al netto di utilizzi;
- (iii) la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei deri-

vati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria, in particolare i derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity relativi alla gestione commerciale e non finanziaria (proventi di €195 milioni);

- (iv) accantonamenti per oneri di incentivazione all'esodo (€270 milioni) e oneri ambientali (€205 milioni);
- (v) la componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti per essere contabilizzati in hedge accounting (oneri di €315 milioni);
- (vi) le plusvalenze nette sulla cessione di asset minerari non strategici del settore Exploration & Production (€283 milioni).

Gli special item non operativi comprendono:

- (i) oltre alla plusvalenza sulla cessione alla CNPC (€2.994 milioni al netto dell'effetto fiscale), quelle ottenute dallo smobilizzo dell'8,19% del capitale sociale di Galp pari a €98 milioni, di cui €67 milioni relativi al reversal della riserva patrimoniale da valutazione, e dell'11,69% del capitale sociale Snam (€75 milioni, di cui €8 milioni relativi al reversal della riserva patrimoniale da valutazione);
- (ii) la plusvalenza da rivalutazione della partecipazione del 60% nella società Artic Russia a seguito dell'accordo di cessione definito con Gazprom (€1.682 milioni);
- (iii) la svalutazione di attività per imposte anticipate (€954 milioni) relativa alla gestione italiana valutate non più recuperabili a causa della proiezione di minori redditi imponibili futuri;
- (iv) la svalutazione di imposte differite attive di €490 milioni in relazione alla rinegoziazione di alcuni contratti petroliferi.

80136/466

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

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
6.865	Exploration & Production	7.426	5.952	(1.474)	(19,8)
252	Gas & Power	473	(246)	(719)	..
(264)	Refining & Marketing	(179)	(232)	(53)	(29,6)
(206)	Versalis	(395)	(338)	57	14,4
1.098	Ingegneria & Costruzioni	1.111	(253)	(1.364)	..
(225)	Altre attività	(247)	(205)	42	17,0
(753)	Corporate e società finanziarie	(976)	(472)	504	51,6
1.146	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato <sup>(a)</sup>	661	39	(622)	
<b>7.913</b>	<b>Utile netto adjusted - continuing operations</b>	<b>7.874</b>	<b>4.245</b>	<b>(3.629)</b>	<b>(46,1)</b>
<i>di competenza:</i>					
975	- interessenze di terzi	744	(188)	(932)	..
<b>6.938</b>	<b>- azionisti Eni</b>	<b>7.130</b>	<b>4.433</b>	<b>(2.697)</b>	<b>(37,8)</b>

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

I risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dal trend leggermente ribassista dei prezzi di realizzo del petrolio a causa della riduzione del prezzo di riferimento del Brent del 2,6% rispetto al 2012. I margini di raffinazione hanno registrato un crollo senza precedenti attestandosi al di sotto di un dollaro/barile (-45,3% rispetto al 2012) in un quadro di estrema volatilità, a causa della debolezza strutturale del settore penalizzato da eccesso di capacità, contrazione della domanda di carburanti e crescente competizione da flussi di prodotto di importazione. Inoltre, i margini Eni hanno risentito dell'andamento negativo dei differenziali tra il marker di riferimento Brent e i greggi approvvigionati a causa della riduzione dell'offerta di greggi pesanti nell'a-

rea del Mediterraneo. Il mercato del gas è stato caratterizzato dalla debolezza della domanda, pressione competitiva ed eccesso di offerta. La competizione sul pricing ha continuato a essere intensa, tenuto conto degli obblighi minimi di prelievo dei contratti di approvvigionamento take-or-pay e delle ridotte opportunità di vendita. In ripresa il prezzo spot del gas in Europa che registra un incremento del 12,2% rispetto ai valori del 2012 tale però da non assorbire il costo oil-linked dell'approvvigionamento long-term. I margini dell'energia elettrica hanno raggiunto valori negativi a causa dell'eccesso di offerta e della competizione da altre fonti maggiormente competitive. I risultati dell'esercizio sono stati penalizzati dall'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+3,3%).

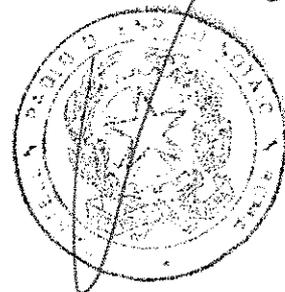
2011		2012	2013	Var. %
111,27	Prezzo medio del greggio Brent dated <sup>(a)</sup>	111,58	108,66	(2,6)
1,392	Cambio medio EUR/USD <sup>(b)</sup>	1,285	1,328	3,3
79,94	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	86,83	81,82	(5,8)
2,06	Margini europei medi di raffinazione <sup>(c)</sup>	4,83	2,64	(45,3)
2,90	Margini di raffinazione Brent/Ural <sup>(c)</sup>	4,94	2,60	(47,4)
1,48	Margini europei medi di raffinazione in euro	3,76	1,99	(47,1)
9,03	Prezzo gas NBP <sup>(d)</sup>	9,48	10,64	12,2
1,4	Euribor - euro a tre mesi (%)	0,5	0,2	(66,4)
0,3	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,4	0,3	(25,0)

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

(b) Fonte: BCE.

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

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



## Analisi delle voci del conto economico

### Ricavi della gestione caratteristica

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
29.121	Exploration & Production	35.881	31.268	(4.613)	(12,9)
33.093	Gas & Power	36.200	32.124	(4.076)	(11,3)
51.219	Refining & Marketing	62.656	57.329	(5.327)	(8,5)
6.491	Versalis	6.418	5.859	(559)	(8,7)
11.834	Ingegneria & Costruzioni	12.771	11.611	(1.160)	(9,1)
85	Altre attività	119	80	(39)	(32,8)
1.365	Corporate e società finanziarie	1.369	1.453	84	6,1
(54)	Effetto eliminazione utili interni	(75)	18	93	
(25.464)	Elisioni di consolidamento	(28.119)	(25.020)	3.099	
<b>107.690</b>		<b>127.220</b>	<b>114.722</b>	<b>(12.498)</b>	<b>(9,8)</b>

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2013 (€114.722 milioni) sono diminuiti di €12.498 milioni rispetto al 2012 (-9,8%) per effetto della flessione dei prezzi in dollari delle commodity petrolifere e dell'effetto cambio, del calo delle produzioni e delle vendite e dei minori livelli di attività del settore Ingegneria & Costruzioni.

I ricavi del settore Exploration & Production (€31.268 milioni) sono diminuiti di €4.613 milioni (-12,9%) per effetto dei minori prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (-2,1%), dell'effetto cambio e di interruzioni straordinarie della produzione in Libia e Nigeria.

I ricavi del settore Gas & Power (€32.124 milioni) sono diminuiti di €4.076 milioni (-11,3%) per effetto del deterioramento dei prezzi di vendita in Italia ai clienti large che riflette la debole domanda, la pressione competitiva e l'allineamento dei prezzi delle forniture di breve termine alle quotazioni spot continentali, nonché le minori vendite nei mercati target europei (-7,2%).

I ricavi del settore Refining & Marketing (€57.329 milioni) sono diminuiti di €5.327 milioni (-8,5%) per effetto del calo delle vendite di prodotti petroliferi (-4,84 milioni di tonnellate rispetto al 2012, pari al 10%) e dell'effetto cambio.

I ricavi di Versalis (€5.859 milioni) sono diminuiti di €559 milioni rispetto al 2012 (-8,7%) per effetto della riduzione dei volumi venduti (-4,2%) a causa del debole andamento della domanda di commodity penalizzata dalla recessione economica, e del calo dei prezzi medi di vendita (-3,2%) che riflettono principalmente la riduzione dei prezzi delle olefine (-23%) a seguito del forte calo delle quotazioni del butadiene.

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni (€11.611 milioni) sono diminuiti di €1.160 milioni (-9,1%) per effetto delle difficoltà operative e commerciali riscontrate nella prima parte del 2013 e del calo del livello di attività nei business delle costruzioni onshore e offshore.

### Costi operativi

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
78.795	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	95.363	90.213	(5.150)	(5,4)
69	di cui: - oneri (proventi) non ricorrenti				
265	- altri special item	1.154	539		
4.404	Costo lavoro	4.613	5.264	651	14,1
203	di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro	64	270		
<b>83.199</b>		<b>99.976</b>	<b>95.477</b>	<b>(4.499)</b>	<b>(4,5)</b>

I costi operativi sostenuti nel 2013 (€95.477 milioni) sono diminuiti di €4.499 milioni rispetto al 2012, pari al 4,5%.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€90.213 milioni) sono diminuiti del 5,4% (-€5.150 milioni) per effetto della riduzione dei costi in euro delle materie prime e della rinegoziazione di alcuni contratti di approvvigionamento del gas con efficacia retroattiva ad esercizi precedenti.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono special item di €539 milioni (€1.154 milioni nel 2012) relativi ad accantonamenti per rischi ambientali e su contratti onerosi al netto di utilizzi per chiusure di rinegoziazioni. Gli special item del 2012 erano relativi principalmente ad accantonamenti straordinari al fondo rischi e oneri di €945 milioni relativi a revisioni del prezzo del gas sulla base di contratti di acquisto di lunga durata.

80136/468

Il costo lavoro (€5.264 milioni) è aumentato di €651 milioni rispetto al 2012 (+14,1%), per effetto principalmente dell'aumento dell'occupazione media all'estero, in particolare nel settore Ingegneria & Costruzioni, e dei costi per esodi agevolati (€270

milioni), che includono i costi a carico Eni relativi alla procedura di collocamento in mobilità del personale italiano nel biennio 2013-2014 ai sensi della Legge 223/1991.

### Ammortamenti e svalutazioni

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
6.251	Exploration & Production	7.988	7.812	(176)	(2,2)
413	Gas & Power	405	329	(76)	(18,8)
351	Refining & Marketing	331	309	(22)	(6,6)
90	Versalis	90	95	5	5,6
596	Ingegneria & Costruzioni	683	721	38	5,6
2	Altre attività	1	1		
75	Corporate e società finanziarie	65	61	(4)	(6,2)
(23)	Effetto eliminazione utili interni	(25)	(25)		
<b>7.755</b>	<b>Totale ammortamenti</b>	<b>9.538</b>	<b>9.303</b>	<b>(235)</b>	<b>(2,5)</b>
1.030	Svalutazioni	4.023	2.400	(1.623)	(40,3)
<b>8.785</b>		<b>13.561</b>	<b>11.703</b>	<b>(1.858)</b>	<b>(13,7)</b>

Gli ammortamenti (€9.303 milioni) sono diminuiti di €235 milioni (-2,5%) rispetto al 2012 principalmente nel settore Exploration & Production per effetto delle minori produzioni principalmente in Libia e Nigeria e dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro. L'aumento del settore Ingegneria & Costruzioni (+€38 milioni; +5,6%) riflette l'entrata in esercizio di nuovi mezzi.

Le svalutazioni (€2.400 milioni) hanno riguardato principalmente impianti di generazione elettrica, raffinazione, goodwill e altri avviamenti commerciali nei settori Gas & Power e Refining & Mar-

keting, a causa delle ridimensionate prospettive di redditività dei business in considerazione del calo strutturale della domanda europea, eccesso d'offerta e di capacità, crescente pressione competitiva e altri svantaggi di costo. Svalutazioni di minore entità hanno riguardato proprietà Oil & Gas nel settore Exploration & Production a causa di revisioni negative delle riserve quasi completamente assorbite da riprese di valore per revisioni positive e linee di business marginali prive di prospettive di reddito nella Chimica.

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

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
189	Exploration & Production	547	19	(528)	(96,5)
154	Gas & Power	2.494	1.685	(809)	(32,4)
488	Refining & Marketing	843	633	(210)	(24,9)
160	Versalis	112	44	(68)	(60,7)
35	Ingegneria & Costruzioni	25		(25)	..
4	Altre attività	2	19	17	..
<b>1.030</b>		<b>4.023</b>	<b>2.400</b>	<b>(1.623)</b>	<b>(40,3)</b>

### Utile operativo

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

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
15.887	Exploration & Production	18.470	14.871	(3.599)	(19,5)
(326)	Gas & Power	(3.219)	(2.992)	227	7,1
(273)	Refining & Marketing	(1.296)	(1.517)	(221)	(17,1)
(424)	Versalis	(681)	(725)	(44)	(6,5)
1.422	Ingegneria & Costruzioni	1.442	(83)	(1.525)	..
(427)	Altre attività	(300)	(337)	(37)	(12,3)
(319)	Corporate e società finanziarie	(341)	(399)	(58)	(17,0)
1.263	Effetto eliminazione utili interni	996	38	(958)	
<b>16.803</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>15.071</b>	<b>8.856</b>	<b>(6.215)</b>	<b>(41,2)</b>

**Utile operativo adjusted**

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

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
16.803	Utile operativo - continuing operations	15.071	8.856	(6.215)	(41,2)
(1.113)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(17)	716		
1.540	Esclusione special item	4.744	3.046		
	di cui:				
69	- oneri (proventi) non ricorrenti				
1.471	- altri special item	4.744	3.046		
17.230	Utile operativo adjusted - continuing operations	19.798	12.618	(7.180)	(36,3)
	Dettaglio per settore di attività:				
16.075	Exploration & Production	18.537	14.646	(3.891)	(21,0)
(247)	Gas & Power	356	(663)	(1.019)	..
(539)	Refining & Marketing	(321)	(482)	(161)	(50,2)
(273)	Versalis	(483)	(386)	97	20,1
1.443	Ingegneria & Costruzioni	1.474	(84)	(1.558)	..
(226)	Altre attività	(222)	(210)	12	5,4
(266)	Corporate e società finanziarie	(325)	(332)	(7)	(2,2)
1.263	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	782	129	(653)	
17.230		19.798	12.618	(7.180)	(36,3)

L'utile operativo adjusted che esclude la perdita di magazzino di €716 milioni e special item costituiti da proventi netti per un totale di €3.046 milioni, ammonta a €12.618 milioni con una riduzione di €7.180 milioni rispetto al 2012, pari al 36,3%, per effetto del peggioramento della performance operativa registrata nei settori:

- **Exploration & Production** (-€3.891 milioni, pari al 21%) per effetto della minore produzione venduta penalizzata da eventi geopolitici principalmente in Libia e Nigeria e dell'impatto negativo dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €560 milioni);
- **Gas & Power** che ha registrato una perdita operativa adjusted di €663 milioni con un peggioramento di €1.019 milioni rispetto al 2012 che aveva registrato l'utile operativo adjusted di €356 milioni. Tale riduzione è stata causata dal continuo deterioramento dei prezzi di vendita in Italia ai clienti large che riflette la debole domanda e la pressione compe-

tiva e dai margini negativi nella produzione e vendita di energia elettrica;

- **Refining & Marketing** che ha registrato un ampliamento della perdita operativa adjusted (da -€321 milioni del 2012 a -€482 milioni del 2013) che riflette il peggioramento dello scenario di raffinazione come evidenziato dalla pesante flessione del margine (2,64 \$/barile il margine medio di raffinazione sul Brent nel Mediterraneo, -45,3% rispetto al 2012) a causa del calo della domanda di prodotti petroliferi e dell'eccesso di capacità, i cui effetti sono stati amplificati dal restringimento del differenziale tra greggi leggeri e pesanti;
- **Ingegneria & Costruzioni** che ha registrato la perdita operativa adjusted di €84 milioni (-€1.558 milioni rispetto al 2012) a causa delle difficoltà operative e commerciali riscontrate nella prima parte del 2013 con la conseguente revisione delle stime di redditività di importanti commesse in particolare per la realizzazione di complessi industriali onshore.

80136/470

## Proventi (oneri) finanziari netti

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.
(881)	Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(929)	(828)	101
(922)	- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	(980)	(923)	57
22	- Interessi attivi verso banche	27	43	16
	- Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading		4	4
19	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	24	48	24
(112)	Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati	(251)	(92)	159
29	- Strumenti finanziari derivati su valute	(137)	(91)	46
(141)	- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(88)	40	128
	- Opzioni	(26)	(41)	(15)
(111)	Differenze di cambio	131	36	(95)
(154)	Altri proventi (oneri) finanziari	(448)	(277)	171
75	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	69	74	5
(235)	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(308)	(240)	68
6	- Altri proventi (oneri) finanziari	(209)	(111)	98
(1.258)		(1.497)	(1.161)	336
112	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	150	170	20
(1.146)		(1.347)	(991)	356

Gli oneri finanziari netti di €991 milioni registrano un miglioramento di €356 milioni rispetto al 2012 che riflette la riduzione degli oneri finanziari sul debito (-€57 milioni) dovuta alla riduzione del costo del debito per l'andamento dei tassi benchmark e l'effetto positivo della variazione del fair value su strumenti derivati su tassi d'interesse (+€128 milioni) privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting previsto dallo IAS 39. La variazione negativa delle differenze di cambio per €95

milioni è stata parzialmente assorbita da minori oneri su strumenti finanziari derivati su cambi (+€46 milioni), le cui variazioni di fair value sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in base allo IAS 39. Gli oneri finanziari diversi (+€98 milioni) evidenziano un sostanziale miglioramento per effetto della circostanza che nel 2012 furono accantonati oneri finanziari maturati in relazione ad alcune price revision.

## Proventi netti su partecipazione

L'analisi dei proventi netti su partecipazioni relativa al 2013 è illustrata nella tabella seguente:

2013 (€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	129	101	19	(12)	15	252
Dividendi	235		49		116	400
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	3.359	(1)	67		173	3.598
Altri proventi (oneri) netti	1.685	(10)	23		167	1.865
	5.408	90	158	(12)	471	6.115

I proventi netti su partecipazioni ammontano a €6.115 milioni e riguardano principalmente le plusvalenze nette da cessione di partecipazioni (€3.598 milioni) riferite alla cessione a CNCP dell'interessenza in Mozambico (€3.359 milioni) e delle quote in Snam (€75 milioni di cui €8 milioni relativi al reversal della riserva patrimoniale da valutazione) e Galp (€98 milioni), e la rivalutazione a fair value della partecipazione in Artic Russia (€1.682 milioni) per effetto del venir meno del controllo congiunto alla data di bilancio per il verificarsi di tutte le condizioni sospensive dell'efficacia dello

SPA (Sales and Purchase Agreement) con Gazprom, il cui incasso è avvenuto nel gennaio 2014.

Gli altri proventi hanno riguardato: (i) le quote di competenza dei risultati netti di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (€252 milioni), principalmente nei settori Exploration & Production e Gas & Power; (ii) i dividendi da partecipazioni (€400 milioni) da Nigeria LNG Ltd (€224 milioni), Snam SpA (€72 milioni) e Galp Energia SGPS SA (€43 milioni).

Tali plusvalori sono stati in parte assorbiti dalla circostanza che nel 2012 erano state realizzate importanti plusvalenze connesse in particolare alla cessione del 9% nel capitale sociale di Galp

(€311 milioni) e rivalutazione dell'interest residuo (€865 milioni), nonchè il provento su un aumento di capitale di una controllata della stessa Galp (€835 milioni).

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

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.
500	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	278	252	(26)
659	Dividendi	431	400	(31)
1.121	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	349	3.598	3.249
(157)	Altri proventi (oneri) netti	1.823	1.865	42
2.123		2.881	6.115	3.234

### Imposte sul reddito

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.
	<b>Utile ante imposte</b>			
694	Italia	(723)	(3.848)	(3.125)
17.086	Estero	17.328	17.828	500
17.780		16.605	13.980	(2.625)
	<b>Imposte sul reddito</b>			
227	Italia	945	313	(632)
9.676	Estero	10.716	8.695	(2.021)
9.903		11.661	9.008	(2.653)
	<b>Tax rate (%)</b>			
32,7	Italia	..	(8,1)	..
56,6	Estero	61,8	48,8	(13,0)
55,7		70,2	64,4	(5,8)

Le imposte sul reddito (€9.008 milioni) sono diminuite di €2.653 milioni. In particolare sono state registrate minori imposte correnti dalle imprese estere del settore Exploration & Production per effetto del calo dell'utile ante imposte.

Il tax rate reported è pari al 64,4% a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 41,9% che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana del 38% (IRES) all'utile prima delle imposte e del 3,9% (IRAP) al valore netto della produzione. La differenza tra l'aliquota fiscale teorica e quella effettiva riflette: (i) la maggiore incidenza fiscale delle imprese estere del settore Exploration & Production; (ii) la svalutazione delle attività per imposte anticipate di 8,9 punti percentuali relative alle imprese italiane rientranti nel consolidato fiscale e della circostanza che queste attività sono valutate non più recuperabili a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri delle attività in Italia; (iii) la parziale non imponibilità della plusvalenza da cessione del 28,57% di Eni EastAfrica SpA, della non imponibilità delle plu-

svalenze da cessione e da rivalutazione rilevati sulle partecipate Galp Energia SGPS e Snam SpA e, in aumento, dell'indeducibilità della svalutazione di goodwill attribuito alla cash generating unit Mercato Europeo del gas e della tassazione dei dividendi infragruppo.

Il tax rate adjusted, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto dell'utile/perdita di magazzino e degli special item, è del 66,4%, in aumento rispetto al 2012 (59,8%) a causa della maggiore incidenza sull'utile ante imposte di Gruppo del reddito prodotto dal settore Exploration & Production che sostengono più elevate aliquote fiscali e in assenza di valorizzazione fiscale delle perdite del settore Ingegneria & Costruzioni.

### Interessenze di terzi

La perdita netta delle interesenze di terzi (€188 milioni) riguarda principalmente Saipem SpA.

80136/672

Risultati per settore di attività<sup>2</sup>

## Exploration &amp; Production

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>15.887</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>18.470</b>	<b>14.871</b>	<b>(3.599)</b>	<b>(19,5)</b>
188	Esclusione special item:	67	(225)		
190	- svalutazioni di asset e altre attività	550	19		
(63)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(542)	(283)		
	- accantonamenti a fondo rischi	7	7		
44	- oneri per incentivazione all'esodo	6	52		
1	- derivati su commodity	1	(2)		
(2)	- differenze e derivati su cambi	(9)	(2)		
18	- altro	54	(16)		
<b>16.075</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>18.537</b>	<b>14.646</b>	<b>(3.891)</b>	<b>(21,0)</b>
(231)	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(264)	(264)		
624	Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>	436	367	(69)	
(9.603)	Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>	(11.283)	(8.797)	2.486	
58,3	Tax rate (%)	60,3	59,6	(0,7)	
<b>6.865</b>	<b>Utile netto adjusted</b>	<b>7.426</b>	<b>5.952</b>	<b>(1.474)</b>	<b>(19,8)</b>
	I risultati includono:				
6.440	ammortamenti e svalutazioni di asset di cui:	8.535	7.831	(704)	(8,2)
1.165	ammortamenti di ricerca esplorativa	1.835	1.736	(99)	(5,4)
820	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	1.457	1.362	(95)	(6,5)
345	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	378	374	(4)	(1,1)
	Prezzi medi di realizzo				
102,11	Petrolio <sup>(b)</sup> (\$/barile)	102,58	99,44	(3,14)	(3,1)
229,06	Gas naturale (\$/migliaia di metri cubi)	251,67	256,57	4,90	1,9
72,26	Idrocarburi (\$/boe)	73,39	71,87	(1,52)	(2,1)

(a) Escludono gli special item.

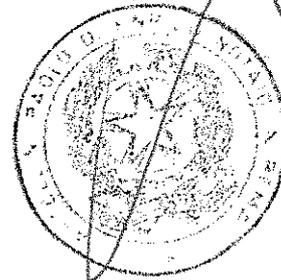
(b) Include i condensati.

Nel 2013 il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €14.646 milioni con una riduzione di €3.891 milioni rispetto all'esercizio 2012, pari al 21%, per effetto della minore produzione venduta, sulla quale hanno pesato le interruzioni straordinarie principalmente in Libia e Nigeria, dell'impatto negativo dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (circa €560 milioni), nonché del calo dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media -2,1%).

Gli special item dell'utile operativo adjusted di €225 milioni hanno riguardato principalmente plusvalenze nette da cessione

di asset marginali (€283 milioni), parzialmente compensata da oneri per incentivazione all'esodo (€52 milioni) e svalutazioni di minore entità che hanno riguardato proprietà Oil & Gas a causa di revisioni negative delle riserve quasi completamente assorbite da riprese di valore per revisioni positive (onere netto di €19 milioni).

L'utile netto adjusted di €5.952 milioni è diminuito di €1.474 milioni (-19,8%) rispetto al 2012 per effetto del peggioramento della performance operativa e dei minori proventi su partecipazioni.



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

## Gas &amp; Power

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>[326]</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>(3.219)</b>	<b>[2.992]</b>	<b>227</b>	<b>7,1</b>
[166]	Esclusione (utile) perdita di magazzino	163	191		
245	Esclusione special item:	3.412	2.138		
154	- svalutazioni	2.494	1.685		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	(3)	1		
77	- accantonamento a fondo rischi	831	292		
	- oneri ambientali	(2)	(1)		
34	- oneri per incentivazione all'esodo	5	10		
45	- derivati su commodity		314		
[82]	- differenze e derivati su cambi	(51)	[186]		
17	- altro	138	23		
<b>(247)</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>356</b>	<b>[663]</b>	<b>(1.019)</b>	<b>..</b>
[657]	Mercato	47	[837]	[884]	..
410	Trasporto internazionale	309	174	(135)	(43,7)
43	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	29	24	(5)	
363	Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	261	100	(161)	
93	Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	[173]	293	466	
..	Tax rate (%)	26,8	..		
<b>252</b>	<b>Utile netto adjusted</b>	<b>473</b>	<b>[246]</b>	<b>[719]</b>	<b>..</b>

(a) Escludono gli special item.

Nel 2013 la Divisione Gas & Power ha registrato la perdita operativa adjusted di €663 milioni che evidenzia un netto peggioramento rispetto all'utile operativo adjusted di €356 milioni registrato nel 2012.

L'attività Mercato ha registrato la perdita di €837 milioni a fronte di un risultato in sostanziale pareggio nell'esercizio precedente (€47 milioni). L'entità della perdita riflette il sostanziale deterioramento dello scenario competitivo a causa della debolezza strutturale della domanda e dell'oversupply, i cui effetti sono stati inaspriti dai vincoli di prelievo dei contratti di approvvigionamento long-term. Sulla base di tali trend, l'attività Italia ha registrato il crollo dei prezzi di vendita nelle forniture di breve termine ai clienti large, parametrati sulla base dei prezzi dei mercati spot italiani che si sono allineati ai livelli degli hub continentali, determinando margini negativi rispetto al costo oil-linked dell'approvvigionato. Il calo dei prezzi spot è stato trasferito nei contratti di vendita di lungo termine. Inoltre il settore ha risentito della contrazione dei margini dell'energia elettrica prodotta attraverso i cicli a gas a causa dell'eccesso di offerta e della com-

petizione da altre fonti maggiormente competitive.

In riduzione la performance operativa del Trasporto Internazionale (-43,7%).

Gli special item esclusi dalla perdita operativa adjusted ammontano a €2.138 milioni e si riferiscono a: (i) svalutazioni di €1.685 milioni rilevate principalmente nell'attività di generazione elettrica (€919 milioni) a causa del ridimensionamento dei flussi di cassa attesi che riflettono la riduzione della domanda elettrica e la pressione sui margini determinata dalla competizione, dalle fonti rinnovabili e dal carbone, nonché svalutazioni di goodwill e altri asset intangibili relativi alla commercializzazione del gas; (ii) oneri da valutazione a fair value di derivati su commodity di €314 milioni privi dei requisiti formali per essere contabilizzati in hedge accounting (iii) accantonamenti ai fondo rischi €292 milioni nell'anno.

La perdita netta adjusted di €246 milioni ha registrato un peggioramento di €719 milioni rispetto al 2012, penalizzata dai minori risultati delle partecipate valutate all'equity.

80136 / 674

**Altre misure di performance**

Di seguito si riporta l'EBITDA pro-forma adjusted del settore Gas &amp; Power e il dettaglio per area di business:

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
949	EBITDA proforma adjusted	1.316	6	(1.310)	..
257	Mercato	858	(311)	(1.169)	..
44	di cui: +/- rettifica derivati su commodity				
692	Trasporto internazionale	458	317	(141)	(30,8)

L'EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges) adjusted è calcolato come somma dell'utile operativo adjusted, rettificato per quanto attiene agli effetti dei derivati su commodity come di seguito indicato, e degli ammortamenti su base pro-forma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate. Il management ritiene che l'EBITDA adjusted rappresenti una misura alternativa im-

portante nella valutazione della performance del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo business che lo rendono simile a un'utility. In tale ambito, l'EBITDA adjusted consente agli analisti e investitori di apprezzare meglio la performance relativa del settore Eni Gas & Power rispetto alle altre utility europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle utility. L'EBITDA adjusted non è previsto dagli IFRS.

**Refining & Marketing**

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
(273)	Utile operativo	(1.296)	(1.517)	(221)	(17,1)
(907)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(29)	221		
641	Esclusione special item:	1.004	814		
488	- svalutazioni	846	633		
10	- plusvalenze nette su cessione di asset	5	(9)		
8	- accantonamenti a fondo rischi	49			
34	- oneri ambientali	40	93		
81	- oneri per incentivazione all'esodo	19	91		
(3)	- derivati su commodity		5		
(4)	- differenze e derivati su cambi	(8)	(2)		
27	- altro	53	3		
(539)	Utile operativo adjusted	(321)	(482)	(161)	(50,2)
	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(11)	(4)	7	
99	Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>	63	70	7	
176	Imposte sul reddito <sup>(c)</sup>	90	184	94	
(264)	Utile netto adjusted	(179)	(232)	(53)	(29,6)

(a) Escludono gli special item.

Nel 2013 la Divisione Refining & Marketing ha registrato la perdita operativa adjusted di €482 milioni con un peggioramento del 50,2% rispetto al 2012 [-€161 milioni] causato dal crollo dei margini di raffinazione nell'area del Mediterraneo (il margine medio di raffinazione sul Brent è sceso a 2,64 \$/barile; -45,3% rispetto al 2012) a causa del calo della domanda di prodotti petroliferi, dell'eccesso di capacità e di offerta di prodotto da Russia e Asia, ai quali si è aggiunto il restringimento dello spread dei greggi pesanti rispetto a quelli leggeri che ha penalizzato la redditività delle lavorazioni complesse. L'andamento dello scenario è stato parzialmente compensato dalle iniziative di efficienza, volte in particolare alla riduzione dei costi energetici e di struttura, e di ottimizzazione degli assetti, con la riduzione delle lavorazioni presso le raffinerie meno competitive.

I risultati del marketing hanno registrato un calo rispetto all'analogo periodo dello scorso anno per effetto della contrazione dei consumi nel segmento retail.

Gli special item esclusi dalla perdita operativa adjusted di €814 milioni hanno riguardato principalmente le svalutazioni degli impianti di raffinazione a causa della proiezione di margini di raffinazione non remunerativi (€633 milioni), accantonamenti di oneri ambientali (€93 milioni) ed oneri per incentivazione all'esodo (€91 milioni).

La perdita netta adjusted si attesta a €232 milioni, in peggioramento di €53 milioni rispetto alla perdita registrata nel 2012 [-€179 milioni] per effetto delle maggiori perdite operative.

## Versalis

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
(424)	Utile operativo	(681)	(725)	(44)	(6,5)
(40)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	63	213		
191	Esclusione special item	135	126		
	di cui:				
10	Oneri (proventi) non ricorrenti				
181	Altri special item:	135	126		
160	- svalutazioni	112	44		
	- plusvalenze nette su cessione di asset	1			
	- accantonamenti o fondo rischi	18	4		
1	- oneri ambientali		61		
17	- oneri per incentivazione all'esodo	14	23		
	- derivati su commodity	1	(1)		
	- differenze e derivati su cambi	(11)	(5)		
3	- altro				
(273)	Utile operativo adjusted	(483)	(386)	97	20,1
	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(3)	(2)	1	
	Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	2		(2)	
67	Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	89	50	(39)	
(206)	Utile netto adjusted	(395)	(338)	57	14,4

(a) Escludono gli special item.

Nel 2013 il settore ha contenuto la perdita operativa adjusted a €386 milioni con un miglioramento di €97 milioni rispetto al 2012 (+20,1%) per effetto della ripresa del margine benchmark del cracker che nella prima metà del 2012 aveva raggiunto livelli particolarmente depressi. Tale andamento è stato attenuato dalla flessione dei volumi a causa della debole domanda di commodity plastiche, dovuta alla contrazione dell'attività economica e alla competizione dai produttori asiatici, con effetti depressivi sui margini unitari e sui volumi di vendita.

Gli special item esclusi dalla perdita operativa di €126 milioni di oneri netti si riferiscono essenzialmente ad oneri ambientali (€61 milioni), svalutazioni di linee di business marginali prive di prospettive di reddito (€44 milioni) nonché a oneri per incentivazione all'esodo (€23 milioni).

La perdita netta adjusted di €338 milioni ha registrato un miglioramento di €57 milioni rispetto al 2012.

80136/476

## Ingegneria &amp; Costruzioni

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
1.422	Utile operativo	1.442	(83)	(1.525)	..
21	Esclusione special item:	32	(1)		
35	- svalutazioni	25			
4	- plusvalenze nette su cessione di asset	3	107		
10	- oneri per incentivazione all'esodo	7	2		
(28)	- derivati su commodity	(3)	(1)		
	- altri		(109)		
1.443	Utile operativo adjusted	1.474	(84)	(1.558)	..
	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(7)	(5)	2	
95	Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	55	(12)	(67)	
(440)	Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(411)	(152)	259	
28,6	Tax rate (%)	27,0			
1.098	Utile netto adjusted	1.111	(253)	(1.364)	..

(a) Escludono gli special item.

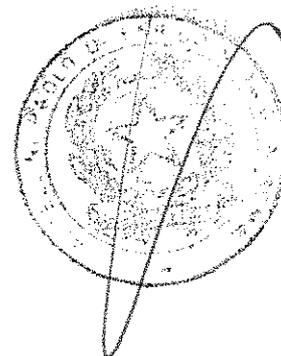
Nel 2013 il settore Ingegneria & Costruzioni ha registrato una significativa contrazione di redditività chiudendo con la **perdita operativa adjusted** di €84 milioni rispetto all'utile operativo di €1.474 milioni del 2012. Tale andamento negativo riflette le difficoltà operative e commerciali riscontrate nella prima parte del 2013 con la conseguente revisione delle stime di redditività di importanti commesse in particolare per la realizzazione di complessi industriali onshore, nonché il rallentamento nell'acquisizione di nuovi ordinativi nei business costruzioni onshore e offshore.

Si segnala che è in corso l'arbitrato commerciale con un'altra consociata del Gruppo Eni relativo alla definizione di alcune varianti d'opera nell'ambito di una commessa per un impianto di

produzione gas in Algeria, sostanzialmente neutro ai fini dei risultati consolidati di Gruppo.

Gli **special item** dell'utile operativo si riferiscono essenzialmente alla minusvalenza derivante dalla radiazione del mezzo *Perro Negro 6* di proprietà di Saipem a seguito dell'incidente occorso nel luglio 2013 (€107 milioni), più che bilanciata dal correlato provento assicurativo.

La **perdita netta adjusted** di €253 milioni [-€1.364 milioni rispetto all'utile di €1.111 milioni del 2012] riflette le citate revisioni di stima.



Altre attività<sup>3</sup>

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>(427)</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>(300)</b>	<b>(337)</b>	<b>(37)</b>	<b>(12,3)</b>
201	Esclusione special item	78	127		
	di cui:				
59	Oneri (proventi) non ricorrenti				
142	Altri special item:	78	127		
4	- svalutazioni	2	19		
(7)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(12)	(3)		
9	- accantonamenti a fondo rischi	35	31		
141	- oneri ambientali	25	52		
8	- oneri per incentivazione all'esodo	2	20		
(13)	- altro	26	8		
<b>(226)</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>(222)</b>	<b>(210)</b>	<b>12</b>	<b>5,4</b>
5	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(24)	4	28	
(3)	Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	(1)	1	2	
(1)	Imposte sul reddito <sup>(a)</sup> <sup>(b)</sup>				
<b>(225)</b>	<b>Utile netto adjusted</b>	<b>(247)</b>	<b>(205)</b>	<b>42</b>	<b>17,0</b>

(a) Escludono gli special item.

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

## Corporate e società finanziarie

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
<b>(319)</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>(341)</b>	<b>(399)</b>	<b>(58)</b>	<b>(17,0)</b>
53	Esclusione special item:	16	67		
(1)	- plusvalenze nette su cessione di asset				
(6)	- accantonamenti a fondo rischi	5			
9	- oneri per incentivazione all'esodo	11	72		
51	- altro		(5)		
<b>(266)</b>	<b>Utile operativo adjusted</b>	<b>(325)</b>	<b>(332)</b>	<b>(7)</b>	<b>(2,2)</b>
(876)	Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(865)	(554)	311	
1	Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	99	290	191	
388	Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	115	124	9	
<b>(753)</b>	<b>Utile netto adjusted</b>	<b>(976)</b>	<b>(472)</b>	<b>504</b>	<b>51,6</b>

(a) Escludono gli special item.

[3] I risultati 2012 non includono il contributo di Snam.

80136/478

## Non-GAAP measure

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

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

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

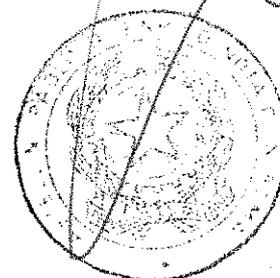
L'utile/perdita di magazzino deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS.

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

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

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

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



2013

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	14.871	(2.992)	(1.517)	(725)	(83)	(399)	(337)	38	8.856
Esclusione (utile) perdita di magazzino		191	221	213				91	716
<b>Esclusione special item:</b>									
- svalutazioni	19	1.685	633	44			19		2.400
- plusvalenze nette su cessione di asset	(283)	1	(9)		107		(3)		(187)
- accantonamenti a fondo rischi	7	292		4			31		334
- oneri ambientali		(1)	93	61			52		205
- oneri per incentivazione all'esodo	52	10	91	23	2	72	20		270
- derivati su commodity	(2)	314	5	(1)	(1)				315
- differenze e derivati su cambi	(2)	(186)	(2)	(5)					(195)
- altro	(16)	23	3		(109)	(5)	8		(96)
<b>Special Item dell'utile operativo</b>	<b>(225)</b>	<b>2.198</b>	<b>814</b>	<b>126</b>	<b>(1)</b>	<b>67</b>	<b>127</b>		<b>3.046</b>
Utile operativo adjusted	14.646	(663)	(482)	(386)	(84)	(332)	(210)	129	12.618
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(a)</sup>	(264)	24	(4)	(2)	(5)	(554)	4		(801)
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(a)</sup>	367	100	70		(12)	290	1		816
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	(8.797)	293	184	50	(152)	124		(90)	(8.388)
Tax rate (%)	59,6	..	..	..	..	..	..	..	66,4
Utile netto adjusted	5.952	(246)	(232)	(338)	(253)	(472)	(205)	39	4.245
<b>di competenza:</b>									
- interessenze di terzi									(188)
- azionisti Eni									4.433
<b>Utile netto di competenza azionisti Eni</b>									<b>5.160</b>
Esclusione (utile) perdita di magazzino									438
Esclusione special item									(1.165)
<b>Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni</b>									<b>4.433</b>

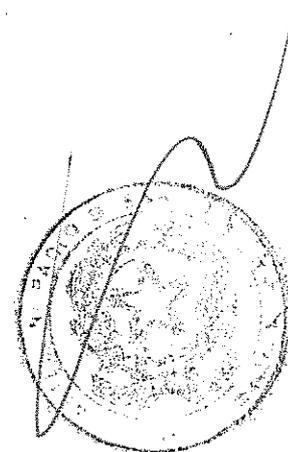
(a) Escludono gli special item.

80136/480

2012

	ALTRE ATTIVITÀ <sup>(a)</sup>									DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS
	Exploration & Production	Gas & Power <sup>(b)</sup>	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni Infragruppo	Totale		
(€ milioni)														
Utile operativo	18.470	[3.219]	[1.296]	[681]	1.442	[341]	1.679	[300]	208	15.962	[1.679]	788	[891]	15.071
Esclusione (utile) perdita di magazzino		163	[29]	63					[214]	[17]				[17]
Esclusione special item:														
- svalutazioni	550	2.494	846	112	25			2		4.029				4.029
- plusvalenze nette su cessione di asset	[542]	[3]	5	1	3		[22]	[12]		[570]	22	22		[548]
- accantonamenti a fondo rischi	7	831	49	18		5		35		945				945
- oneri ambientali		[2]	40				71	25		134	[71]	[71]		63
- oneri per incentivazione all'esodo	6	5	19	14	7	11	2	2		66	[2]	[2]		64
- derivati su commodity	1			1	[3]					[1]				[1]
- differenze e derivati su cambi	[9]	[51]	[8]	[11]						[79]				[79]
- altro	54	138	53					26		271				271
Special item dell'utile operativo	67	3.412	1.004	135	32	16	51	78		4.795	[51]		[51]	4.744
Utile operativo adjusted	18.537	356	[321]	[483]	1.474	[325]	1.730	[222]	[6]	20.740	[1.730]	788	[942]	19.798
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>	[264]	29	[11]	[3]	[7]	[865]	[54]	[24]		[1.199]	54	54		[1.145]
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>	436	261	63	2	55	99	38	[1]		953	[38]		[38]	915
Imposte sul reddito <sup>(a)</sup>	[11.283]	[173]	90	89	[411]	115	[712]		2	[12.283]	712	[123]	589	[11.694]
Tax rate [%]	60,3	26,8	..	..	27,0	..	41,5	..	..	59,9	..	..	..	59,0
Utile netto adjusted	7.426	473	[179]	[395]	1.111	[976]	1.002	[247]	[4]	8.211	[1.002]	665	[337]	7.874
di competenza:														
- interessenze di terzi										886			[142]	744
- azionisti Eni										7.325			[195]	7.130
Utile netto di competenza azionisti Eni										7.790			[3.590]	4.200
Esclusione (utile) perdita di magazzino										[23]				[23]
Esclusione special item										[442]			3.395	2.953
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										7.325			[195]	7.130

(a) Per effetto del piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.  
(b) Escludono gli special item.



2011

	ALTRE ATTIVITÀ <sup>(a)</sup>								DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS	
(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power <sup>(b)</sup>	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni Infragrappo		Totale
Utile operativo	15.887	[326]	[273]	[424]	1.422	[319]	2.084	[427]	[189]	17.435	[2.084]	1.452	[632]	16.803
Esclusione (utile) perdita di magazzino		[166]	[907]	[40]						[1.113]				[1.113]
Esclusione special item:														
di cui:														
- Oneri (proventi) non ricorrenti				10				59		69				69
Altri special item:	188	245	641	181	21	53	27	142		1.498	[27]		[27]	1.471
- oneri ambientali			34	1			10	141		186	[10]		[10]	176
- svalutazioni	190	154	488	160	35		[9]	4		1.022	9		9	1.031
- plusvalenze nette su cessione di asset	[63]		10		4	[1]	[4]	[7]		[61]	4		4	[57]
- accantonamenti a fondo rischi		77	8			[6]		9		88				88
- oneri per incentivazione all'esodo	44	34	81	17	10	9	6	8		209	[6]		[6]	203
- derivati su commodity	1	45	[3]		[28]					15				15
- differenze e derivati su cambi	[2]	[82]	[4]	3						[85]				[85]
- altro	18	17	27			51	24	[13]		124	[24]		[24]	100
Special item dell'utile operativo	188	245	641	191	21	53	27	201		1.567	[27]		[27]	1.540
Utile operativo adjusted	16.075	[247]	[539]	[273]	1.443	[266]	2.111	[226]	[189]	17.888	[2.111]	1.452	[659]	17.230
Proventi (oneri) finanziari netti <sup>(b)</sup>	[231]	43				[876]	19	5		[1.040]	[19]		[19]	[1.059]
Proventi (oneri) su partecipazioni <sup>(b)</sup>	624	363	99		95	1	44	[3]		1.223	[44]		[44]	1.179
Imposte sul reddito <sup>(b)</sup>	[9.603]	93	176	67	[440]	388	[918]	[1]	78	[10.160]	918	[195]	723	[9.437]
Tax rate (%)	58,3	-	-		28,6		42,2			56,2				54,4
Utile netto adjusted	6.865	252	[264]	[206]	1.098	[753]	1.256	[225]	[111]	7.912	[1.256]	1.257	1	7.913
di competenza:														
- interessenze di terzi										943			32	975
- azionisti Eni										6.969			[31]	6.938
Utile netto di competenza azionisti Eni										6.860			42	6.902
Esclusione (utile) perdita di magazzino										[724]				[724]
Esclusione special item										833			[73]	760
- oneri (proventi) non ricorrenti										69				69
- altri special item										764			[73]	691
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										6.969			[31]	6.938

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

(b) Escludono gli special item.

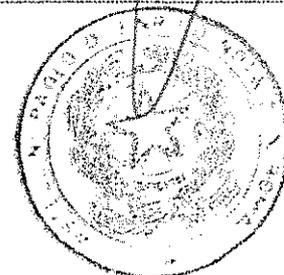
80136/482

## Dettaglio degli special item di Gruppo

2011	(€ milioni)	2012	2013
69	Oneri (proventi) non ricorrenti		
69	di cui: sanzioni (utilizzi) a fronte di procedimenti antitrust, regolatori e altre		
1.498	Altri special item	4.795	3.046
1.022	- svalutazioni	4.029	2.400
(61)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(570)	(187)
88	- accantonamenti a fondo rischi	945	334
186	- oneri ambientali	134	205
209	- oneri per incentivazione all'esodo	66	270
15	- derivati su commodity	(1)	315
(85)	- differenze e derivati su cambi	(79)	(195)
124	- altro	271	(96)
1.567	Special item dell'utile operativo	4.795	3.046
89	Oneri (proventi) finanziari	202	190
	di cui:		
85	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo	79	195
(883)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(5.408)	(5.299)
	di cui:		
(1.118)	plusvalenze da cessione	(2.354)	(3.599)
(1.044)	di cui: trasporto internazionale		
	plusvalenza cessione 28,57% di Eni East Africa		(3.359)
	Galp	(311)	(98)
	Snam	(2.019)	(75)
	plusvalenze da rivalutazione di partecipazioni	(3.151)	(1.682)
	di cui: Galp	(1.700)	
	Snam	(1.451)	
	Artic Russia		(1.682)
191	svalutazioni di partecipazioni	156	11
60	Imposte sul reddito	(31)	898
	di cui:		
	- svalutazione imposte anticipate imprese italiane	803	954
552	- adeguamento fiscalità differite su PSA		490
29	- linearizzazione effetto fiscale dividendi intercompany e altro	147	64
(521)	- fiscalità su special item	(981)	(610)
833	Totale special item dell'utile netto	(442)	(1.165)

## Dettaglio delle svalutazioni

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.
893	Svalutazione asset materiali/immateriali	2.679	2.290	(389)
152	Svalutazione goodwill	1.347	333	(1.014)
(15)	Rivalutazioni	(3)	(223)	(220)
1.030	Sub totale	4.023	2.400	(1.623)
1	Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti	6		(6)
1.031	Totale svalutazioni	4.029	2.400	(1.629)



## Stato patrimoniale riclassificato

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

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

### Stato patrimoniale riclassificato<sup>(a)</sup>

(€ milioni)	31 dicembre 2012	31 dicembre 2013	Var. ass.
<b>Capitale immobilizzato</b>			
Immobili, impianti e macchinari	63.466	62.506	(960)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.538	2.571	33
Attività immateriali	4.487	3.877	(610)
Partecipazioni	9.347	6.961	(2.386)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.457	1.607	150
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.142)	(1.256)	(114)
	<b>80.153</b>	<b>76.266</b>	<b>(3.887)</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>			
Rimanenze	8.496	7.883	(613)
Crediti commerciali	19.966	21.213	1.247
Debiti commerciali	(14.993)	(15.529)	(536)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.204)	(3.005)	199
Fondi per rischi e oneri	(13.603)	(13.167)	436
Altre attività (passività) d'esercizio	2.473	2.030	(443)
	<b>(865)</b>	<b>(575)</b>	<b>290</b>
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.374)	(1.245)	129
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	155	2.156	2.001
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>	<b>78.069</b>	<b>76.602</b>	<b>(1.467)</b>
Patrimonio netto degli azionisti Eni	59.060	58.210	(850)
Interessenze di terzi	3.498	2.964	(534)
<b>Patrimonio netto</b>	<b>62.558</b>	<b>61.174</b>	<b>(1.384)</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>15.511</b>	<b>15.428</b>	<b>(83)</b>
<b>COPERTURE</b>	<b>78.069</b>	<b>76.602</b>	<b>(1.467)</b>

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

L'apprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2012 (cambio EUR/USD 1,379 al 31 dicembre 2013, contro 1,319 al 31 dicembre 2012, +4,5%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2013, una riduzione del capitale investito netto di €2.515 milioni, del patrimonio netto di €1.871 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €644 milioni.

Il capitale immobilizzato (€76.266 milioni) è diminuito di €3.887 milioni rispetto al 31 dicembre 2012 per effetto della riduzione della voce "Partecipazioni" a seguito della cessione delle partecipazioni in Snam e Galp (€2.289 milioni), degli ammortamenti e svalutazioni (€11.703 milioni) dell'esercizio, parzialmente compensati dagli investimenti tecnici (€12.750 milioni). Al 31 dicembre 2013 la partecipazione di Eni in Snam residua nell'8,54% di azioni al servizio del bond convertibile di €1.250 milioni con scadenza gennaio 2016. La partecipazione Eni in Galp scende al 16,15%, di cui l'8% a servizio di un bond convertibile di circa

€1.028 milioni con scadenza novembre 2015 e l'8,15% soggetto al diritto di prelazione/opzione esercitabile da Amorim Energia.

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili comprendono la partecipazione nella joint venture Artic Russia valutata al fair value di €2.131 milioni in base all'accordo di cessione con società del gruppo Gazprom, il cui closing è avvenuto a metà gennaio 2014.

Il capitale di esercizio netto (-€575 milioni) è aumentato di €290 milioni rispetto al 31 dicembre 2012 per effetto principalmente: (i) degli utilizzi netti dei fondi rischi (+€436 milioni); (ii) dell'incremento del saldo crediti/debiti commerciali (+€711 milioni); (iii) della riduzione dei debiti tributari e fondo imposte netto (-€199 milioni) per effetto dello stanziamento di minori imposte nette rispetto ai pagamenti e alle svalutazioni di differite attive. Tali incrementi sono stati in parte compensati dalla riduzione delle rimanenze di prodotti petroliferi e di gas naturale (-€613 milioni).

80136/484

## Indebitamento finanziario netto e leverage

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

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

[€ milioni]	31 dicembre 2012	31 dicembre 2013	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	24.463	25.879	1.416
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	5.184	4.891	(293)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	19.279	20.988	1.709
Disponibilità liquide ed equivalenti	(7.765)	(5.288)	2.477
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(34)	(5.037)	(5.003)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.153)	(126)	1.027
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>15.511</b>	<b>15.428</b>	<b>(83)</b>
<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi</b>	<b>62.558</b>	<b>61.174</b>	<b>(1.384)</b>
<b>Leverage</b>	<b>0,25</b>	<b>0,25</b>	

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2013 è pari a €15.428 milioni ed è sostanzialmente in linea rispetto al 2012 (con una diminuzione di €83 milioni).

I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a €25.879 milioni, di cui €4.891 milioni a breve termine (comprensivi delle quote

in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €2.149 milioni) e €20.988 milioni a lungo termine.

Il leverage – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è pari allo 0,25 al 31 dicembre 2013, invariato rispetto alla chiusura 2012.

## Prospetto dell'utile complessivo

[€ milioni]	2012	2013
<b>Utile netto</b>	<b>8.676</b>	<b>4.972</b>
<b>Altre componenti dell'utile complessivo:</b>		
<b>Componenti non riclassificabili a conto economico:</b>		
<i>Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti</i>	(150)	65
<i>Quota di pertinenza delle altre componenti dell'utile complessivo delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto afferenti a valutazione di piani a benefici definiti</i>	1	(3)
<i>Effetto fiscale</i>	53	(40)
	(96)	22
<b>Componenti riclassificabili a conto economico:</b>		
<i>Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	(718)	(1.871)
<i>Valutazione al fair value delle partecipazioni in Galp e Snam</i>	141	(64)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	(102)	(199)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	16	(1)
<i>Quota di pertinenza delle altre componenti dell'utile complessivo delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	7	1
<i>Effetto fiscale</i>	32	63
	(624)	(2.071)
<b>Totale utile complessivo</b>	<b>7.956</b>	<b>2.923</b>
<b>di competenza:</b>		
- azionisti Eni	7.096	3.164
- interessenze di terzi	860	(241)

## Patrimonio netto

(€ milioni)	
<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2012</b>	<b>62.558</b>
Utile complessivo	2.923
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.949)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(251)
Diritti decaduti stock option	(13)
Interessenze di terzi uscite per variazione dell'area di consolidamento	(23)
Acquisto quote Tigáz Zrt	(28)
Altre variazioni	(43)
<b>Totale variazioni</b>	<b>(1.384)</b>
<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2013</b>	<b>61.174</b>
<i>di competenza:</i>	
- azionisti Eni	58.210
- interessenze di terzi	2.964

Il patrimonio netto comprese le interessenze di terzi (€61.174 milioni) è diminuito di €1.384 milioni rispetto al 31 dicembre 2012. Tale variazione riflette l'utile complessivo di periodo di €2.923 milioni, dato dall'utile di conto economico di €4.972 milioni parzialmente compensati dalle differenze negative di cambio da conversione rilevate tra le altre compo-

nenti dell'utile complessivo (€1.871 milioni), che è stato quasi interamente assorbito dalla distribuzione dei dividendi e altri movimenti di patrimonio di €4.307 milioni (dividendi agli azionisti Eni per €3.949 milioni, incluso l'acconto dividendo sull'esercizio 2013, e dividendi ai non-controlling interest di Saipem e altre entità minori).

## Prospetto di raccordo del risultato d'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2012	2013	31 dicembre 2012	31 dicembre 2013
<b>Come da bilancio di esercizio di Eni SpA</b>	<b>9.078</b>	<b>4.410</b>	<b>40.537</b>	<b>40.733</b>
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	261	1.457	21.576	21.546
<b>Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:</b>				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(2.683)	(499)	1.503	324
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	1.222	(174)	711	605
- eliminazione di utili infragruppo	638	219	(2.652)	(2.369)
- imposte sul reddito differite e anticipate	160	(444)	873	323
- altre rettifiche		3	10	12
	<b>8.676</b>	<b>4.972</b>	<b>62.558</b>	<b>61.174</b>
<b>Interessenza di terzi</b>	<b>(886)</b>	<b>188</b>	<b>(3.498)</b>	<b>(2.964)</b>
<b>Come da bilancio consolidato</b>	<b>7.790</b>	<b>5.160</b>	<b>59.060</b>	<b>58.210</b>

80.136 / 486

## Rendiconto finanziario riclassificato

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

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

### Rendiconto finanziario riclassificato <sup>(a)</sup>

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.
7.877	Utile netto - continuing operations	4.944	4.972	28
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>			
8.606	- ammortamenti e altri componenti non monetari	11.349	9.578	(1.771)
(1.176)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(875)	(3.770)	(2.895)
9.918	- dividendi, interessi e imposte	11.925	9.162	(2.763)
(1.696)	Variazione del capitale di esercizio	(3.373)	486	3.859
(9.766)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(11.614)	(9.459)	2.155
13.763	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	12.356	10.969	(1.387)
619	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	15		(15)
14.382	Flusso di cassa netto da attività operativa	12.371	10.969	(1.402)
(11.909)	Investimenti tecnici - continuing operations	(12.761)	(12.750)	11
(1.529)	Investimenti tecnici - discontinued operations	(756)		756
(13.438)	Investimenti tecnici	(13.517)	(12.750)	767
(360)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(569)	(817)	252
1.912	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	6.014	6.360	346
627	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(136)	(253)	(117)
3.123	Free cash flow	4.163	4.009	(154)
41	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa <sup>(b)</sup>	(83)	(3.983)	(3.900)
1.104	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	5.947	1.728	(4.169)
(4.327)	Flusso di cassa del capitale proprio	(3.746)	(4.231)	(485)
10	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(16)	(50)	(34)
(49)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	6.265	(2.477)	(8.742)

### Variazione dell'indebitamento finanziario netto

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.
3.123	Free cash flow	4.163	4.009	(154)
	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(2)	(21)	(19)
(192)	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	12.446	(16)	(12.462)
(517)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(340)	342	682
(4.327)	Flusso di cassa del capitale proprio	(3.746)	(4.231)	(485)
(1.913)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	-12.521	83	(12.438)

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

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

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.
	Investimenti:			
(21)	- titoli		(5.029)	(5.029)
(26)	- crediti finanziari	(1.131)	(10)	1.027
(47)		(1.131)	(5.133)	(4.002)
	Disinvestimenti:			
71	- titoli	4	25	21
17	- crediti finanziari	1.044	1.125	81
88		1.048	1.150	102
41	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(83)	(3.983)	(3.900)

Il flusso di cassa netto da attività operativa è stato di €10.969 milioni. Tale flusso di cassa e gli incassi da dismissioni di €6.360 milioni hanno coperto i fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (€12.750 milioni) e finanziari (€317 milioni) e al pagamento dei dividendi e altri movimenti di patrimonio di €4.231 milioni (€1.993 milioni relativi all'acconto dividendo 2013 agli azionisti Eni), determinando una riduzione dell'indebitamento finanziario netto di €83 milioni rispetto ai 31 dicembre 2012. Il flusso di cassa netto da attività operativa ha beneficiato del

maggiore volume di crediti ceduti in factoring aventi scadenza successiva alla chiusura contabile (+€552 milioni, €2.755 milioni nell'esercizio 2013 rispetto a €2.203 milioni a fine 2012). Le dismissioni hanno riguardato il 28,57% di Eni East Africa, titolare del 70% dei diritti minerari dell'Area 4 di scoperta in Mozambico, alla compagnia cinese China National Petroleum Corporation (€3.386 milioni), l'11,69% del capitale sociale di Snam (€1.459 milioni), l'8,19% del capitale sociale di Galp (€830 milioni) e asset non strategici nel settore Exploration & Production.

## Investimenti tecnici

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.	Var. %
9.435	Exploration & Production	10.307	10.475	168	1,6
754	- acquisto di riserve proved e unproved	43	109		
1.210	- ricerca esplorativa	1.850	1.669		
7.357	- sviluppo	8.304	8.580		
114	- altro	110	117		
192	Gas & Power	225	232	?	3,1
184	- mercato	212	209		
8	- trasporto internazionale	13	23		
866	Refining & Marketing	842	619	(223)	(26,5)
638	- raffinazione, supply e logistica	622	444		
228	- marketing	220	175		
216	Versalis	172	314	142	82,6
1.090	Ingegneria & Costruzioni	1.011	902	(109)	(10,8)
10	Altre attività	14	21	7	50,0
128	Corporate e società finanziarie	152	190	38	25,0
(28)	Effetto eliminazione utili interni	38	(3)	(41)	
11.909	Investimenti tecnici - continuing operations	12.761	12.750	(11)	(0,1)
1.529	Investimenti tecnici - discontinued operations	756		(756)	..
13.438	Investimenti tecnici	13.517	12.750	(767)	(5,7)

Nel 2013 gli investimenti tecnici di €12.750 milioni (€12.761 milioni nel 2012) hanno riguardato:

- lo sviluppo di giacimenti d'idrocarburi principalmente in Norvegia, Stati Uniti, Angola, Congo, Italia, Nigeria, Kazakistan, Egitto e Regno Unito e le attività di ricerca esplorativa con investimenti concentrati per il 98% all'estero, in particolare in Mozambico, Norvegia, Congo, Togo, Nigeria, Stati Uniti e Angola e l'acquisizione di licenze esplorative nella Repubblica di Cipro e in Vietnam;
- il settore Ingegneria & Costruzioni (€902 milioni) per l'upgrading della flotta;
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (€444 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, in particolare presso la Raffineria di Sannazzaro, nonché nel marketing, la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (€175 milioni) in Italia e in Europa;
- iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€121 milioni).

80136/1088

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

### Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)		31 dicembre 2012		31 dicembre 2013	
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al Bilancio consolidato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
<b>Capitale Immobilizzato</b>					
Immobili, impianti e macchinari			63.466		62.506
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			2.538		2.571
Attività immateriali			4.487		3.877
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni			9.347		6.961
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 10 e nota 19)		1.457		1.607
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.142)		(1.256)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 10)	209		88	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 21)	752		702	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 23)	(2.103)		(2.046)	
<b>Totale Capitale immobilizzato</b>			<b>80.153</b>		<b>76.266</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>					
Rimanenze			8.496		7.883
Crediti commerciali	(vedi nota 10)		19.966		21.213
Debiti commerciali	(vedi nota 23)		(14.993)		(15.529)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(3.204)		(3.005)
- passività per imposte sul reddito correnti		(1.622)		(742)	
- passività per altre imposte correnti		(2.162)		(2.268)	
- passività per imposte differite		(6.740)		(6.723)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 31)	(1)		(26)	
- attività per imposte sul reddito correnti		771		802	
- attività per altre imposte correnti		1.230		825	
- attività per imposte anticipate		5.027		4.652	
- altre attività per imposte	(vedi nota 21)	293		465	
Fondi per rischi e oneri			(13.603)		(13.167)
Altre attività (passività), composte da:			2.473		2.030
- titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9)	201		202	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 10)	440		488	
- altri crediti	(vedi nota 10)	6.751		6.648	
- altre attività (correnti)		1.624		1.325	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 21)	3.355		2.516	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 23)	(6.485)		(6.023)	
- altre passività (correnti)		(1.437)		(1.448)	
- altri debiti, altre passività	(vedi nota 31)	(1.976)		(1.678)	
<b>Totale Capitale di esercizio netto</b>			<b>(865)</b>		<b>(575)</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>			<b>(1.374)</b>		<b>(1.245)</b>
<b>Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili</b>			<b>155</b>		<b>2.156</b>
composte da:					
- attività destinate alla vendita		516		2.296	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(361)		(140)	
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>			<b>78.069</b>		<b>76.602</b>
<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi</b>			<b>62.558</b>		<b>61.174</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			24.463		25.879
- passività finanziarie a lungo termine		19.279		20.988	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.961		2.149	
- passività finanziarie a breve termine		2.223		2.742	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(7.765)		(5.288)
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 8 e nota 9)		(34)		(5.037)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 10)		(1.153)		(126)
<b>Totale indebitamento finanziario netto<sup>(a)</sup></b>			<b>15.511</b>		<b>15.428</b>
<b>COPERTURE</b>			<b>78.069</b>		<b>76.602</b>

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 26 al Bilancio consolidato.

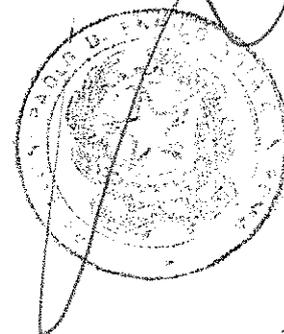
## Rendiconto finanziario riclassificato

(€ milioni)	2012		2013	
Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
<b>Utile netto - continuing operations</b>		<b>4.944</b>		<b>4.972</b>
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		11.349		9.578
- ammortamenti	9.538		9.303	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	4.023		2.400	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(278)		(252)	
- altre variazioni	(1.945)		(1.878)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	11		5	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(875)		(3.770)
Dividendi, interessi e imposte		11.925		9.162
- dividendi	(431)		(400)	
- interessi attivi	(108)		(155)	
- interessi passivi	803		709	
- imposte sul reddito	11.661		9.008	
Variazione del capitale di esercizio		(3.373)		486
- rimanenze	(1.395)		320	
- crediti commerciali	(3.184)		(1.363)	
- debiti commerciali	2.029		706	
- fondi per rischi e oneri	338		58	
- altre attività e passività	(1.161)		765	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(11.614)		(9.459)
- dividendi incassati	988		684	
- interessi incassati	91		108	
- interessi pagati	(825)		(944)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(11.868)		(9.307)	
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations</b>		<b>12.356</b>		<b>10.969</b>
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations</b>		<b>15</b>		
<b>Totale flusso di cassa</b>		<b>12.371</b>		<b>10.969</b>
Investimenti tecnici		(13.517)		(12.750)
- attività materiali	(11.222)		(10.864)	
- attività immateriali	(2.295)		(1.886)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(569)		(317)
- partecipazioni	(391)		(292)	
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(178)		(25)	
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		6.014		6.360
- attività materiali	1.229		514	
- attività immateriali	61		16	
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	3.521		3.401	
- partecipazioni	1.203		2.429	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(136)		(253)
- investimenti finanziari: titoli	(17)		(5.048)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(1.634)		(989)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	54		48	
riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	1.131		5.133	
- disinvestimenti finanziari: titoli	52		33	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	1.578		1.565	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	(252)		155	
riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.048)		(1.150)	
<b>Free cash flow</b>		<b>4.163</b>		<b>4.009</b>

80136/490

## segue Rendiconto finanziario riclassificato

[€ milioni]	2012		2013	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
<b>Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale</b>				
<b>Free cash flow</b>		<b>4.163</b>		<b>4.009</b>
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		(83)		(3.983)
<i>riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	(1.131)		(5.133)	
<i>riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	1.048		1.150	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		5.947		1.778
- assunzione debiti finanziari non correnti	10.484		5.418	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(3.784)		(4.669)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(753)		1.029	
Flusso di cassa del capitale proprio		(3.746)		(4.231)
- apporti netti di capitale proprio da terzi			(4)	
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.840)		(3.949)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(539)		(251)	
- cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in imprese consolidate	604		(28)	
- cessione netta di azioni proprie diverse dalla controllante	29		1	
Effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(12)		(37)
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(4)		(13)
<b>Flusso di cassa netto</b>		<b>6.265</b>		<b>(2.477)</b>



# Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

## Operazioni straordinarie

Nel 2013 sono state effettuate le seguenti operazioni straordinarie:

- acquisizione del ramo di azienda "Amministrazione, Bilancio e Attività Transazionali" da Eni Adfin SpA. L'atto di acquisizione è stato stipulato in data 15 maggio 2013, con efficacia dal 1° giugno 2013;
- scissione parziale del ramo d'azienda costituito dalla centrale termoelettrica della Raffineria di Taranto di Enipower SpA a favore di Eni SpA. L'atto di scissione parziale è stato stipulato il 24 settembre 2013, con efficacia dal 1° ottobre 2013.

## Conto economico

2011		(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.
45.603	Ricavi della gestione caratteristica		51.197	48.215	(2.982)
283	Altri ricavi e proventi		267	264	(3)
(45.016)	Costi operativi		(51.209)	(49.936)	1.273
115	Altri proventi e oneri operativi		(173)	(168)	5
(1.278)	Ammortamenti e svalutazioni		(1.126)	(1.635)	(509)
(293)	<b>Utile operativo</b>		<b>(1.044)</b>	<b>(3.260)</b>	<b>(2.216)</b>
(255)	Proventi (oneri) finanziari netti		(721)	(466)	255
4.338	Proventi netti su partecipazioni		8.666	8.340	(326)
3.790	<b>Utile prima delle imposte</b>		<b>6.901</b>	<b>4.614</b>	<b>(2.287)</b>
(19)	Imposte sul reddito		(694)	(204)	490
3.771	<b>Utile netto del periodo - continuing operations</b>		<b>6.207</b>	<b>4.410</b>	<b>(1.797)</b>
441	<b>Utile netto del periodo - discontinued operations</b>		<b>2.871</b>		<b>(2.871)</b>
4.212	<b>Utile netto</b>		<b>9.078</b>	<b>4.410</b>	<b>(4.668)</b>

### Utile netto

Nel 2013 l'utile netto di €4.410 milioni è diminuito di €4.668 milioni per effetto essenzialmente: (i) della circostanza che nel 2012 sono stati rilevati maggiori proventi netti su partecipazioni, relativi in particolare alla cessione del 28,57% del capitale sociale di Eni East Africa SpA alla Società Ionica SpA interamente controllata, alla cessione della quota di controllo di Snam SpA a Cassa Depositi e Prestiti (CDP) e

alla cessione del 9% del capitale di Galp Energia SGPS SA, parzialmente compensati dai maggiori dividendi percepiti e dalle minori svalutazioni effettuate nel corso del 2013; (ii) dalla flessione del risultato operativo essenzialmente dovuto alla Divisione Gas & Power e alla Divisione Refining & Marketing.

80136/492

## Analisi delle voci del conto economico

I motivi delle variazioni più significative delle voci di conto economico di Eni SpA se non espressamente indicate di segui-

to, sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

### Ricavi della gestione caratteristica

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.
3.490	Divisione Exploration & Production	3.739	3.905	166
22.107	Divisione Gas & Power	26.316	25.596	(720)
23.364	Divisione Refining & Marketing	24.720	22.372	(2.348)
939	Corporate	965	1.055	90
(4.297)	Elisioni	(4.543)	(4.713)	(170)
45.603		51.197	48.215	(2.982)

I ricavi della Divisione Exploration & Production (€3.905 milioni) sono aumentati di €166 milioni, pari al 4,4%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento dei volumi di olio prodotti, pari al 13,8% equivalente a 2,5 milioni di boe, connesso principalmente all'entrata in produzione di nuovi impianti nella concessione Val d'Agri e nell'off-shore adriatico; (ii) dei maggiori ricavi per prestazioni di servizi alle consociate; (iii) dell'aumento del prezzo di vendita del gas naturale (5,8%). Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dalla diminuzione dei volumi di gas prodotti, pari al 12,8%, equivalente a 4,5 milioni di boe, connessa principalmente al declino dei giacimenti dell'offshore adriatico; (ii) dalla diminuzione del prezzo di vendita in euro del greggio (6,2%).

I ricavi della Divisione Gas & Power (€25.596 milioni) sono diminuiti di €720 milioni, pari al 2,7%, a seguito della crescente

pressione competitiva e del deterioramento dei prezzi di vendita in Italia ai clienti large.

I ricavi della Divisione Refining & Marketing (€22.372 milioni) sono diminuiti di €2.348 milioni, pari al 9,5%, a seguito essenzialmente: (i) dei minori volumi di vendita dei prodotti; (ii) dell'effetto dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro; (iii) della riduzione dei prezzi di vendita in dollari dei prodotti petroliferi.

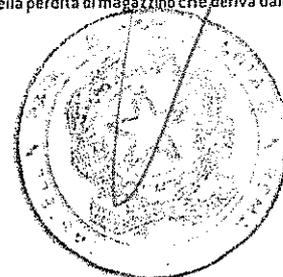
I ricavi della Corporate (€1.055 milioni) sono aumentati di €90 milioni, pari al 9,3%, a seguito essenzialmente dei maggiori addebiti alle Divisioni e alle società del Gruppo in relazione ai maggiori servizi resi, in particolare quelli amministrativi a seguito dell'acquisizione del ramo di azienda "Amministrazione, Bilancio e Attività Transazionali" da Eni Adfin SpA.

### Utile operativo

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.
1.579	Divisione Exploration & Production	1.745	1.490	(255)
(999)	Divisione Gas & Power	(1.662)	(2.606)	(944)
(355)	Divisione Refining & Marketing	(891)	(1.567)	(676)
(465)	Corporate	(381)	(459)	(78)
(53)	Eliminazione utili interni <sup>(a)</sup>	145	(118)	(263)
(293)	Utile operativo	(1.044)	(3.260)	(2.216)
(930)	Esclusione (utile) perdita di magazzino <sup>(b)</sup>	(145)	498	643
(1.223)	Utile operativo a valori correnti	(1.189)	(2.762)	(1.573)

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni interdivisionali di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

(b) L'utile operativo a valori correnti deriva dal raffronto tra i ricavi e i costi correnti dei prodotti venduti con esclusione perciò dell'utile o della perdita di magazzino che deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato.



**Divisione Exploration & Production**

L'utile operativo della Divisione Exploration & Production (€1.490 milioni) è diminuito di €255 milioni, pari al 14,6%, a seguito essenzialmente: (i) della diminuzione dei volumi di gas prodotti, pari al 12,8% equivalente a 4,5 milioni di boe; (ii) dell'aumento dei costi di esercizio degli impianti; (iii) della diminuzione

del prezzo di vendita in euro del greggio (6,2%); (iv) dell'aumento degli ammortamenti e svalutazioni degli impianti; (v) dell'aumento del costo lavoro. Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dall'aumento dei volumi di olio prodotti, pari al 13,8% equivalente a 2,5 milioni di boe; (ii) dall'aumento del prezzo di vendita del gas naturale (5,8%).

**Divisione Gas & Power**

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.
(999)	Utile (perdita) operativa	(1.662)	(2.606)	(944)
(144)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	52	190	138
(1.143)	Utile (perdita) operativa a valori correnti	(1.610)	(2.416)	(806)

La perdita operativa a valori correnti della Divisione Gas & Power (€2.416 milioni) è aumentata di €806 milioni, pari al 50,1%, a seguito essenzialmente: (i) della contrazione dei prezzi di vendita in Italia; (ii) della flessione dei margini dell'energia elettrica e gas; (iii) della forte pressione competitiva; (iv) dei maggiori

accantonamenti ai fondi rischi e oneri a fronte della revisione di alcuni contratti divenuti onerosi. Tali effetti sono stati parzialmente assorbiti dai benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas.

**Divisione Refining & Marketing**

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.
(355)	Utile (perdita) operativa	(891)	(1.567)	(676)
(852)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(33)	194	227
(1.207)	Utile (perdita) operativa a valori correnti	(924)	(1.373)	(449)

La perdita operativa a valori correnti della Divisione Refining & Marketing (€1.373 milioni) è aumentata di €449 milioni a seguito essenzialmente: (i) delle maggiori svalutazioni di asset; (ii) del peggioramento dello scenario di raffinazione. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'effetto del miglioramento del risultato del business rete che nel 2012 comprendeva i costi del lancio della campagna "riparti con eni".

**Corporate**

La perdita operativa di Corporate (€459 milioni) è aumentata di €78 milioni, pari al 20,5%, essenzialmente a seguito dei maggiori costi per esodi agevolati.

80136/494

## Imposte sul reddito

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.
(77) IRES		77	60	(17)
(50) IRAP		(17)	(9)	8
(170) Addizionale Legge n. 7/09		(250)	(184)	66
<b>(297) Totale imposte correnti</b>		<b>(190)</b>	<b>(133)</b>	<b>57</b>
19 Imposte differite		(6)	42	48
259 Imposte anticipate		368	790	422
Svalutazione imposte anticipate		(866)	(903)	(37)
<b>278 Totale imposte differite e anticipate</b>		<b>(504)</b>	<b>(71)</b>	<b>433</b>
<b>(19) Totale imposte sul reddito</b>		<b>(694)</b>	<b>(204)</b>	<b>490</b>

Le imposte sul reddito di €204 milioni sono diminuite di €490 milioni a seguito essenzialmente: (i) del minor risultato operativo (€929 milioni); (ii) del minor ammontare delle plusvalenze su partecipazioni che hanno concorso alla formazione del reddito imponibile (€152 milioni); (iii) del minor ammontare dell'addizionale all'IRES di cui alla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009 di competenza dell'esercizio (€66 milioni) e di altri fenomeni di minore importo. Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dal minor provento conseguente alla contabilizzazione delle imposte relative alle società incluse nel consolidato fiscale (€113 milioni); (ii) dal maggior onere per la rettifica delle imposte riferite a precedenti periodi d'imposta (€101 milioni); (iii) dal maggior risultato della gestione finanziaria netta (€97 milioni); (iv) dal maggior onere relativo all'adeguamento della fiscalità anticipata relativa all'addizionale all'IRES di cui all'art. 81, commi da 16 a 18 del DL 25 giugno 2008, n. 112 per tenere conto delle mutate prospettive di redditività negli anni in cui sono ipotizzati i rigiri delle differenze temporanee (€84 milioni); (v) dal maggior ammontare di componenti reddituali non riconosciuti fiscalmente (€90 milioni); (vi) dal maggior ammontare di dividendi tassati (€61 milioni); (vii) dall'annullamento delle imposte correnti negative unitamente ad altre riprese per IRAP (€52 milioni); (viii) dalla maggiore svalutazione delle imposte anticipate, al netto dell'utilizzo del relativo fondo, effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità e in funzione della tempistica attesa per il rigiro delle differenze temporanee (€37 milioni) e da altri fenomeni di minore importo.

Il decremento netto di imposte differite di €42 milioni (incremento netto di €6 milioni nel 2012) è dovuto essenzialmente: (i) al rigiro della fiscalità differita stanziata con riferimento alle partecipazioni cedute (€23 milioni); (ii) all'adeguamento della fiscalità anticipata relativa all'addizionale all'IRES di cui all'art. 81, commi da 16 a 18 del DL 25 giugno 2008, n. 112 per tenere conto delle mutate prospettive di redditività negli anni in cui sono ipotizzati i rigiri delle differenze temporanee (€21 milioni); (iii) alle imposte differite di competenza di precedenti esercizi (€9 milioni) e ad altri fenomeni di minore importo. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalle differenze attive di cambio non realizzate al netto dei relativi accantonamenti (€14 milioni).

Lo stanziamento netto di imposte anticipate di €790 milioni (stanziamento netto €368 milioni nel 2012) è essenzialmente dovuto: (i) alle imposte anticipate rilevate sulla perdita fiscale IRES e relativa addizionale (€583 milioni); (ii) alle svalutazioni di cespiti e agli ammortamenti non deducibili al netto dei relativi rigiri (€282 milioni); (iii) all'accantonamento di fondi rischi tassati al netto dei relativi utilizzi (€133 milioni); (iv) all'accantonamento indeducibile al fondo svalutazione crediti (€80 milioni); (v) agli interessi passivi non deducibili poiché eccedenti il limite di cui all'art. 96 del DPR n. 917/86 (€54 milioni) e ad altri fenomeni di minore importo.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dall'adeguamento della fiscalità anticipata relativa all'addizionale all'IRES di cui all'art. 81, commi da 16 a 18 del DL 25 giugno 2008, n. 112 per tenere conto delle mutate prospettive di redditività negli anni in cui sono ipotizzati i rigiri delle differenze temporanee (€268 milioni); (ii) dalla rettifica delle imposte anticipate stanziate nel precedente esercizio (€53 milioni) e da altri fenomeni di minore importo.

La svalutazione delle imposte anticipate di €903 milioni riflette la minore redditività attesa delle attività italiane negli esercizi futuri dovuta anche al progressivo esaurimento delle riserve di idrocarburi localizzate in Italia.

La differenza tra il tax rate effettivo (4,44%) e teorico (38%), pari al 33,56%, è dovuta essenzialmente alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con un effetto sul tax rate del 77,36%) e ad altri fenomeni di minore importo. Tale effetto è parzialmente compensato: (i) dalla svalutazione delle imposte anticipate, al netto del relativo utilizzo, e dall'effetto di adeguamento delle imposte differite attive e passive dovuto alle modifiche attese dell'aliquota dell'addizionale all'IRES di cui all'art. 81, commi da 16 a 18 del DL 25 giugno 2008, n. 112 (24,93%); (ii) dalla svalutazione di partecipazioni non deducibili al netto dell'effetto della contabilizzazione delle imposte relative alle società incluse nel consolidato fiscale (13,95%); (iii) dallo stanziamento dell'addizionale all'IRES di cui alla legge n. 7 del 6 febbraio 2009 (con un effetto del 4%) e da altri fenomeni di minore importo.

Stato patrimoniale riclassificato<sup>4</sup>

(€ milioni)	31 dicembre 2012	31 dicembre 2013	Var. ass.
<b>Capitale immobilizzato</b>			
Immobili, impianti e macchinari	6.927	6.468	(459)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.664	2.649	(15)
Attività immateriali	1.155	1.210	55
Partecipazioni	32.024	34.961	2.937
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	3.155	3.141	(14)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(330)	(178)	152
	<b>45.595</b>	<b>48.251</b>	<b>2.656</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>			
Rimanenze	2.448	2.162	(286)
Crediti commerciali	13.097	12.641	(456)
Debiti commerciali	(7.765)	(7.319)	446
Crediti/Debiti tributari e fondo imposte netto	1.000	807	(193)
Fondi per rischi e oneri	(4.093)	(4.208)	(115)
Altre attività (passività) d'esercizio	(604)	(500)	104
	<b>4.083</b>	<b>3.583</b>	<b>(500)</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>	<b>(332)</b>	<b>(341)</b>	<b>(9)</b>
<b>Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili</b>	<b>15</b>	<b>10</b>	<b>(5)</b>
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>	<b>49.361</b>	<b>51.503</b>	<b>2.142</b>
<b>Patrimonio netto</b>	<b>40.537</b>	<b>40.733</b>	<b>196</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>8.824</b>	<b>10.770</b>	<b>1.946</b>
<b>COPERTURE</b>	<b>49.361</b>	<b>51.503</b>	<b>2.142</b>

I motivi delle variazioni più significative delle voci dello stato patrimoniale di Eni SpA se non espressamente indicate di seguito, sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

**Capitale immobilizzato**

Il **capitale immobilizzato** (€48.251 milioni) è aumentato di €2.656 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 per effetto essenzialmente dell'aumento delle partecipazioni (€2.937 milioni), in particolare per interventi sul capitale di alcune imprese controllate, parzialmente assorbito da una diminuzione degli immobili, impianti e macchinari (€459 milioni) in particolare per la svalutazione di impianti di raffinazione a seguito delle proiezioni di margini non remunerativi.

**Capitale di esercizio**

Il **capitale di esercizio netto** (€3.583 milioni) è diminuito di €500 milioni a seguito essenzialmente: (i) della riduzione delle rimanenze (€286 milioni) a seguito essenzialmente del decremento dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi; (ii) del decremento dei crediti/debiti tributari netti di €193 milioni relativo essenzialmente alla ulteriore svalutazione delle imposte anticipate IRES effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità in funzione degli imponderabili futuri attesi; (iii) degli utilizzi netti dei fondi rischi ed oneri (€115 milioni).

**Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili**

Le **attività destinate alla vendita e le passività direttamente associabili** di €10 milioni si riferiscono essenzialmente alla partecipazione in Isontina Reti Gas SpA (€9 milioni).

[4] Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

80136/496

**Patrimonio netto**

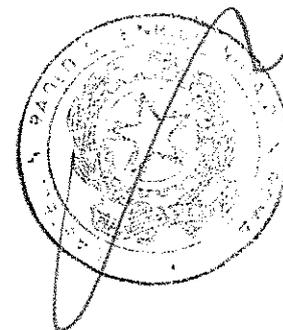
(€ milioni)	
<b>Patrimonio netto al 31 dicembre 2012</b>	<b>40.537</b>
<i>Incremento per:</i>	
Utile netto	4.410
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	5
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti	
	<b>4.415</b>
<i>Decremento per:</i>	
Acconto sui dividendo 2013	(1.993)
Distribuzione saldo dividendo 2012	(1.956)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(166)
Variazione fair value di partecipazioni al netto dei rigiri e dell'effetto fiscale	(62)
Operazioni straordinarie under common control	(32)
Diritti decaduti stock option	(13)
Altri decrementi	3
	<b>(4.219)</b>
<b>Patrimonio netto al 31 dicembre 2013</b>	<b>40.733</b>

**Indebitamento finanziario netto**

(€ milioni)	31 dicembre 2012	31 dicembre 2013	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	24.289	25.208	919
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	7.455	6.424	(1.031)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	16.834	18.784	1.950
Disponibilità liquide ed equivalenti	(6.400)	(3.888)	2.512
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(9.065)	(5.546)	3.519
Attività finanziarie destinate al trading		(5.004)	(5.004)
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>8.824</b>	<b>10.770</b>	<b>1.946</b>

L'incremento dell'indebitamento finanziario netto di €1.946 milioni è dovuto essenzialmente: (i) agli investimenti netti in partecipazioni (€7.382 milioni), per effetto essenzialmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate; (ii) al pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2013 di €0,55 per azione (€1.993 milioni); (iii) al pagamento del dividendo residuo

dell'esercizio 2012 di €0,54 per azione (€1.956 milioni); (iv) agli investimenti relativi ad attività materiali e immateriali (€1.224 milioni). Tale incremento è in parte compensato: (i) dal flusso di cassa netto dell'attività operativa (€8.646 milioni); (ii) dalle dimissioni di asset materiali e di quote di partecipazioni (€2.324 milioni), in particolare in Snam SpA e Galp Energia SGPS SA.



Rendiconto finanziario riclassificato<sup>5</sup>

(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.
<b>Utile netto - continuing operations</b>	<b>6.207</b>	<b>4.410</b>	<b>{1.797}</b>
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	2.825	3.339	514
- plusvalenze nette su cessioni di attività	{3.920}	{102}	3.818
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	{5.322}	{9.242}	{3.920}
Variazione del capitale di esercizio	{1.411}	1.127	2.538
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	5.847	9.114	3.267
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations</b>	<b>4.226</b>	<b>8.646</b>	<b>4.420</b>
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations</b>	<b>331</b>		<b>{331}</b>
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>4.557</b>	<b>8.646</b>	<b>4.089</b>
Investimenti tecnici	{1.459}	{1.224}	235
Investimenti in partecipazioni	{3.462}	{7.382}	{3.920}
Disinvestimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa e rami d'azienda	9.068		{9.068}
Dismissioni	8.579	2.324	{6.255}
Altre variazioni relative all'attività di investimento	{25}	{151}	{126}
<b>Free cash flow</b>	<b>17.258</b>	<b>2.213</b>	<b>{15.045}</b>
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	{2.455}	{1.485}	970
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	{4.920}	709	5.629
Flusso di cassa del capitale proprio	{3.839}	{3.948}	{109}
Differenze cambio sulle disponibilità			
<b>FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO</b>	<b>6.044</b>	<b>{2.511}</b>	<b>{8.555}</b>
<b>Free cash flow</b>	<b>17.258</b>	<b>2.213</b>	<b>{15.045}</b>
Flusso di cassa del capitale proprio	{3.839}	{3.949}	{110}
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	{296}	{210}	86
<b>VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>13.123</b>	<b>{1.946}</b>	<b>{15.069}</b>
<b>VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO RELATIVO ALLE OPERAZIONI STRAORDINARIE</b>	<b>35</b>		<b>{35}</b>
<b>VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>13.158</b>	<b>{1.946}</b>	<b>{15.104}</b>

## Investimenti tecnici

(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.
Divisione Exploration & Production	592	597	5
<i>di cui ricerca esplorativa</i>	31	31	
Divisione Gas & Power	42	36	{6}
Divisione Refining & Marketing	721	487	{234}
Corporate	104	104	
<b>Investimenti tecnici</b>	<b>1.459</b>	<b>1.224</b>	<b>{235}</b>

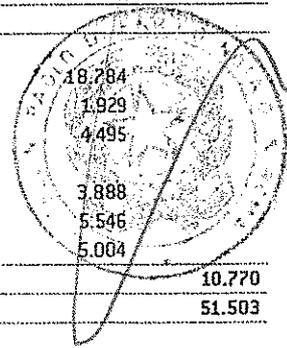
{5} Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

80136/498

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

### Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	31 dicembre 2012		31 dicembre 2013		
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al bilancio di esercizio	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
<b>Capitale immobilizzato</b>					
Immobili, impianti e macchinari			6.927		6.468
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			2.664		2.649
Attività immateriali			1.155		1.210
Partecipazioni			32.024		34.961
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa:			3.155		3.141
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 9)	371		268	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 18)	2.784		2.873	
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(330)		(178)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 9 e nota 20)	43		39	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 24)	(373)		(217)	
<b>Totale capitale immobilizzato</b>			<b>45.595</b>		<b>48.251</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>					
Rimanenze			2.448		2.162
Crediti commerciali	(vedi nota 9)		13.097		12.641
Debiti commerciali	(vedi nota 24)		(7.765)		(7.319)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			1.000		807
- passività per imposte sul reddito correnti		(81)			
- passività per altre imposte correnti		(1.515)		(1.599)	
- passività per imposte differite					
- attività per imposte sul reddito correnti		314		294	
- attività per altre imposte correnti		368		158	
- attività per imposte anticipate		1.838		1.840	
- altre attività non correnti	(vedi nota 20)	152		167	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 9)	116		105	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 24)	(189)		(125)	
- altre passività non correnti	(vedi nota 31)	(3)		(33)	
Fondi per rischi ed oneri			(4.093)		(4.208)
Altre attività (passività) di esercizio:			(604)		(500)
- altri crediti	(vedi nota 9)	247		319	
- altre attività (correnti)		659		845	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 20)	2.911		2.295	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 24)	(1.348)		(822)	
- altre passività (correnti)		(889)		(1.203)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 31)	(2.184)		(1.934)	
<b>Totale capitale di esercizio netto</b>			<b>4.083</b>		<b>3.583</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>			<b>(332)</b>		<b>(341)</b>
<b>Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili</b>			<b>15</b>		<b>10</b>
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>			<b>49.361</b>		<b>51.503</b>
<b>Patrimonio netto</b>			<b>40.537</b>		<b>40.733</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine		16.834		18.784	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.705		1.929	
- passività finanziarie a breve termine		4.750		4.495	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		6.400		3.898	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9)	9.065		5.546	
Attività finanziarie destinate al trading				5.004	
<b>Totale indebitamento finanziario netto</b>			<b>8.824</b>		<b>10.770</b>
<b>COPERTURE</b>			<b>49.361</b>		<b>51.503</b>



## Rendiconto finanziario riclassificato

[€ milioni]	2012		2013	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
<b>Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale</b>				
<b>Utile netto - continuing operations</b>		<b>6.207</b>		<b>4.410</b>
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari:		2.825		3.339
- ammortamenti	847		855	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	279		780	
- effetto valutazione partecipazioni	1.704		1.721	
- differenze cambio da allineamento	4		(4)	
- variazione da valutazione al fair value titoli destinati al trading			(3)	
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	(9)		(10)	
Plusvalenze nette su cessione di attività		(3.920)		(102)
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		(5.322)		(9.242)
- dividendi	(6.446)		(9.888)	
- interessi attivi	(354)		(235)	
- interessi passivi	784		677	
- imposte sul reddito	694		204	
Variazione del capitale di esercizio		(1.411)		1.127
- rimanenze	(330)		286	
- crediti commerciali	(2.035)		418	
- debiti commerciali	121		(521)	
- fondi per rischi ed oneri	522		622	
- altre attività e passività	311		322	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		5.847		9.114
- dividendi incassati	6.446		9.888	
- interessi incassati	339		217	
- interessi pagati	(809)		(818)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(129)		(173)	
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations</b>		<b>4.226</b>		<b>8.646</b>
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations</b>		<b>331</b>		
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>		<b>4.557</b>		<b>8.646</b>
Investimenti tecnici:		(1.459)		(1.224)
- immobilizzazioni materiali	(1.273)		(1.064)	
- immobilizzazioni immateriali	(186)		(160)	
Investimenti in partecipazioni		(3.462)		(7.382)
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa:		9.068		
- crediti finanziari strumentali	9.073		2	
- investimenti in rami d'azienda al netto della cassa	(5)		(2)	
Dismissioni:		8.579		2.324
- immobilizzazioni materiali	13		7	
- immobilizzazioni immateriali				
- partecipazioni	8.559		2.317	
- cessione rami d'azienda	7			
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		(25)		(151)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(25)		(151)	
<b>Free cash flow</b>		<b>17.258</b>		<b>2.213</b>
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:		(2.455)		(1.485)
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(2.455)		3.516	
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in titoli non strumentali all'attività operativa			(5.001)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:		(4.920)		709
- assunzione (rimborso) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	(3.757)		961	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(1.163)		(252)	
Flusso di cassa del capitale proprio:		(3.839)		(3.949)
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.840)		(3.949)	
- cessione di azioni proprie	1			
Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti				
<b>Flusso di cassa netto di periodo</b>		<b>6.044</b>		<b>(2.512)</b>

80136/500

## Fattori di rischio e incertezza

### Premessa

In questa sezione sono illustrati i principali rischi ai quali è esposto il Gruppo nell'ordinaria gestione delle attività industriali. Per la descrizione dei rischi finanziari (mercato, controparte e liquidità) si rinvia alla nota n. 34 "Garanzie, impegni e rischi" del Bilancio consolidato.

### Rischio Paese

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi Eni sono situate in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, principalmente in Africa, Asia Centrale e America Centrale. Tali Paesi sono caratterizzati per ragioni storiche e culturali da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi sviluppati dell'OCSE. Al 31 dicembre 2013 circa il 78% delle riserve certe di idrocarburi di Eni erano situate nei Paesi non OCSE. Analogamente, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas di Eni proviene da Paesi al di fuori dell'Unione Europea o dell'America Settentrionale. Nel 2013 circa il 62% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da tali Paesi.

Il rischio Paese identifica il rischio che evoluzioni del quadro politico, disordini sociali, crisi economiche, conflitti interni, rivoluzioni, proteste, scioperi e altre forme di disordine civile possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche in tali Paesi, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas. Altri rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso d'inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset Eni, disinvestimenti forzosi ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili; (vi) difficoltà di reperimento di fornitori internazionali in contesti operativi critici; (vii) complessi iter di rilascio di autorizzazioni e permessi che impattano sul time to market dei progetti di sviluppo. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni. Data l'entità delle riserve di Eni situate in tali Paesi, la Compagnia è particolarmente esposta a questo tipo di rischio. Eni monitora periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economica-finanziaria e della selezione degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integrante.

In Africa Settentrionale è localizzato circa il 28% delle riserve certe di Eni alla data del Bilancio 2013. Diversi Paesi in quest'area e in aree limitrofe del Medio Oriente stanno attraversando, a partire dal periodo al quale si riferisce con il termine "Primavera Araba" nel 2011, una fase di estrema instabilità politica e sociale che ha portato a cambiamenti di governo, tensioni interne, disordini e conflitti con pesanti ripercussioni sull'attività economica. Il grado di stabilità del quadro socio-politico di tali Paesi continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza per il futuro prevedibile.

Nell'attuale momento storico la Libia è uno dei Paesi a maggiore rischio per Eni a causa della perdurante fase d'instabilità interna che ha fatto seguito alla rivoluzione civile del 2011, talvolta da comportare interruzioni precauzionali delle nostre attività industriali. Nel corso del 2013 la performance operativa Eni è stata penalizzata in maniera rilevante da una lunga serie di eventi di forza maggiore riconducibili a scioperi, proteste, tensioni sociali che hanno costretto Eni a sospendere completamente per alcuni giorni nella parte finale dell'anno l'attività presso l'importante sito di Mellitah e a chiudere il gasdotto Greenstream. Ricordiamo che il Gruppo è impegnato nel pieno ripristino del plateau produttivo nel Paese (assumendo tale l'anno 2010 con 273 mila boe/giorno) dopo la rivoluzione del 2011 a causa della quale la Società fu costretta a sospendere la quasi totalità delle attività operative e le esportazioni di gas per un periodo di circa 8 mesi con pesanti ripercussioni sui volumi e i risultati operativi di quell'esercizio. Nel 2013 gli impianti Eni in Libia hanno erogato 228 mila boe/giorno con una flessione dell'11,6% rispetto al 2012.

Anche la situazione interna dell'Egitto appare complessa, soprattutto dal punto di vista finanziario, mentre in termini di operatività non si sono mai verificate interruzioni nell'attività produttiva Eni nel Paese.

A questi temi si aggiungono i rischi geopolitici connessi ai rapporti tra l'Occidente e alcuni Paesi del Medio Oriente, oggetto di sanzioni da parte degli USA e dell'UE. La presenza Eni in Iran è ormai marginale, limitata al completamento di un contratto petrolifero in vista del trasferimento delle operazioni al partner iraniano (giacimento di Darquain). Eni ritiene che tale attività residua e l'import di greggio iraniano per il rimborso dei crediti in essere verso controparti di Stato non rappresentino violazioni delle leggi USA e delle risoluzioni UE volte a colpire l'Iran e chiunque conduca affari in Iran o con controparti iraniane. Altro Paese a rischio per Eni è la Nigeria dove da alcuni anni avvengono continui atti di sabotaggio, furti, attentati alla sicurezza e altre forme di danni che coinvolgono le installazioni produttive della Società in particolare nell'area onshore del Delta del Niger. L'intensificarsi di questo tipo di eventi e la loro ricorrenza ha compromesso quasi del tutto la capacità del Gruppo di condurre in sicurezza le attività petrolifere in tali zone.

Complessivamente, Eni ha stimato una perdita di produzione di

circa 110 mila boe/giorno a tutto il 2013 a causa degli eventi descritti, in particolare, in Libia, Nigeria e Algeria riconducibili al rischio Paese.

L'incertezza circa l'evoluzione a breve/medio termine del quadro socio-politico in Libia e il venir meno delle condizioni di sicurezza in Nigeria hanno indotto il management ad adottare ipotesi prudenziali nella proiezione dei livelli produttivi Eni in questi due Paesi che sono previsti sugli stessi livelli del 2013 per i prossimi due anni.

## Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione d'idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a particolari rischi di carattere economico e operativo, compresi quelli riguardanti le caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas. L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo connesso alla perforazione di pozzi sterili o alla scoperta di quantità d'idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità.

I livelli futuri di produzione d'idrocarburi Eni dipendono dalla capacità dell'azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero dei giacimenti in produzione, l'efficacia delle attività di sviluppo e l'esito delle negoziazioni con gli Stati detentori delle riserve. Nel caso in cui Eni non consegua un adeguato tasso di rimpiazzo delle riserve, le prospettive di crescita del Gruppo sarebbero penalizzate con impatti negati sui cash flow e i risultati attesi.

Tra la fase esplorativa di successo e lo sviluppo e la commercializzazione delle riserve scoperte intercorre di norma un lungo periodo a causa della complessità delle attività di esecuzione dei progetti che comprendono la definizione degli accordi commerciali con gli Stati detentori, la firma dei contratti gas, la costruzione di impianti, piattaforme, unità di floating production, centri trattamento, linee di esportazione e altre facilities critiche. Le condizioni esterne rappresentano un fattore di rischio aggiuntivo considerato che Eni è impegnata in misura importante nella realizzazione di progetti di sviluppo nell'offshore profondo e in ambienti remoti e ostili quali l'Artide e il Mar Caspio. Pertanto, la redditività dei progetti è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio e all'aumento dei costi di sviluppo e produzione. Il management stima che l'industria registra un ritardo medio di circa il 20% nell'avvio dei progetti a causa delle difficoltà esecutive dei contratti "chiavi in mano" EPC (engineering, procurement, construction) dovute alle rigidità, scarsa qualità della fase di ingegneria di dettaglio e ritardi nel commissioning, nonché di strozzature e colli di bottiglia nella capacità produttiva disponibile per la realizzazione degli impianti upstream che comporta continui ritardi di consegna.

Le attività di esplorazione e sviluppo sono esposte ai rischi operativi ineliminabili di eventi dannosi a carico dell'ambiente, la salute e la sicurezza delle persone e delle comunità circostanti. La gravità degli incidenti legati a fuoriuscite d'idrocarburi, esplo-

sioni, collisioni marine, rischi geologici quali inattese condizioni di pressione e temperature nel giacimento, malfunzionamenti delle apparecchiature e altri eventi negativi è potenzialmente tale da poter causare perdite di vite umane, danni ambientali e conseguentemente oneri e passività di ammontare straordinario con impatti negativi rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla reputazione. Tali rischi sono particolarmente avvertiti nelle operazioni offshore e deep offshore, per le quali è oggettivamente più difficile intervenire in caso di incidenti, in modo speciale in ecosistemi sensibili quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio e l'Artide (che comprende il Mare di Barents e l'Alaska), dove il Gruppo svolge attività di trivellazione per la ricerca e lo sviluppo d'idrocarburi. Nel 2013 Eni ha derivato circa il 55% della produzione di idrocarburi dell'anno da installazioni offshore.

Sono eseguite analisi specifiche con riguardo alle situazioni potenzialmente più critiche e all'individuazione delle misure di mitigazione più idonee al contenimento del rischio blow-out. Eni mantiene un controllo rigoroso su analisi del rischio geologico, design e conduzione delle operazioni di perforazione dei pozzi critici<sup>1</sup>, operati e non operati, di tipologia HP/HT o acque profonde, prevedendo ad esempio step autorizzativi aggiuntivi per la perforazione di nuovi pozzi, focus sulle tecnologie di produzione (materiali, attrezzature), procedure avanzate di controllo con la visualizzazione e il trasferimento dei dati in tempo reale presso la sede (Real Time Drilling Center) e il potenziamento dei programmi di training.

I driver fondamentali per la mitigazione di tali rischi sono rappresentati in generale dalla qualità e tipologia degli asset Oil & Gas e dal controllo diretto delle operazioni. Il Gruppo ritiene di possedere un portafoglio di titoli minerari caratterizzato da un contenuto rischio operativo in virtù della loro localizzazione nell'onshore o in acque poco profonde e della bassa incidenza dei pozzi caratterizzati da condizioni di elevata pressione che sono i più rischiosi dal punto di vista operativo. In particolare il Gruppo prevede un'incidenza del 3% di tale tipologia di pozzi sul totale di quelli in programma nel prossimo quadriennio. La conduzione diretta delle attività consente a Eni di dispiegare le competenze, i sistemi di gestione e le pratiche operative considerate di eccellenza nella gestione e mitigazione dei rischi. Nel prossimo quadriennio il management pianifica di incrementare la produzione operata lorda del 33% rispetto ai livelli correnti a circa 3,7 milioni di boe/giorno con l'obiettivo di ridurre il rischio indiretto derivante dalla conduzione delle operazioni da parte di terzi come nel caso dei progetti in joint venture.

## Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E

Le attività industriali di Eni in Italia e all'estero nei settori della ricerca, sviluppo e produzione d'idrocarburi, raffinazione e trasporto di carburanti e altri prodotti infiammabili e produzioni petrolchimiche sono esposte per loro natura ai rischi operativi che possono avere conseguenze dannose per le persone e per l'am-

(1) Pozzi che presentano una delle seguenti caratteristiche: criticità delle condizioni ambientali; vicinanza ad aree abitate/suburbane; presenza di H<sub>2</sub>S.

80136/502

biente. Le cause potrebbero essere guasti tecnici, malfunzionamenti, errori umani, perdite di contenimento, collisioni con navi con possibili conseguenze quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio e gas dai pozzi, rilascio di contaminanti, emissioni nocive (v. anche il paragrafo che segue "Rischi specifici dell'attività Oil & Gas"). L'ambito di tali rischi è influenzato dalla geografia e dalle condizioni climatiche dei contesti territoriali, dalla presenza di ecosistemi sensibili e di specie protette e dalla complessità tecnica delle attività industriali. Per questi motivi le attività del settore petrolifero sono soggette al rispetto di norme e leggi severe a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza, sia a livello nazionale sia da protocolli e convenzioni internazionali. Le norme impongono restrizioni e divieti di varie tipologie, prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e degli scarti industriali, oltre che la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamando i gestori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di controlli, monitoraggi ambientali e misure di prevenzione. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti costituiscono una voce di costo significativa negli attuali esercizi e in quelli futuri. La violazione delle norme comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in alcune giurisdizioni, sanzioni a carico delle aziende; ad esempio il modello europeo di responsabilità dell'impresa recepito in Italia con il D.Lgs. 121/2011 (a integrazione del D.Lgs. 231/2001) estende la disciplina della responsabilità amministrativa dell'ente ai reati in materia ambientale.

Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità delle persone, dell'ambiente, delle operations e delle comunità che sono interessate dalle attività industriali. Ciononostante, il rischio potenziale di eventi dannosi di proporzioni anche rilevanti, anche se può essere ridotto fino a risultare estremamente improbabile, non può essere eliminato del tutto. L'accadimento di un tale tipo di rischio potrebbe comportare rilevanti impatti sulla gestione Eni, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive e sulla reputazione.

Le leggi ambientali impongono l'obbligo a chi inquina di bonificare e ripristinare lo stato dei suoli e delle acque contaminate dai residui delle attività industriali o a seguito d'incidenti. Eni è esposta in misura rilevante a tale rischio in Italia, dove, a eccezione delle attività di ricerca e produzione d'idrocarburi, è concentrata la maggior parte dei siti industriali in produzione o presso i quali ha condotto in passato attività minerometallurgiche e chimiche. Tali siti sono stati progressivamente dismessi, chiusi, smantellati o ristrutturati. Presso questi siti Eni è stata chiamata da vari enti pubblici (il Ministero dell'Ambiente, enti locali o altri), anche attraverso la citazione innanzi alla giustizia amministrativa o civile, a realizzare interventi di bonifica dei terreni e delle falde e di ripristino dell'ambiente che si presumono essere stati inquinati o alterati dalle attività industriali svolte in passato dal Gruppo. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché non si ritiene responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora e sia subentrato in molti casi ad altri operatori nella gestio-

ne di tali siti, non si può escludere che Eni non possa incorrere in tali passività potenziali.

Il Bilancio Eni accoglie i costi che dovrà sostenere in futuro per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali e per i quali è stato possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile, a prescindere dall'eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrato. È possibile che in futuro possano insorgere nuove passività legate a eventi passati a causa del rinvenimento di nuove contaminazioni, dei risultati delle caratterizzazioni in corso sui siti d'interesse in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori e dell'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziari in corso e ad altri fattori di rischio (v. il punto "Regolamentazione in materia ambientale di cui alla nota n. 34 al Bilancio consolidato).

In riferimento alla responsabilità dell'impresa sui reati ambientali inclusi nel D.Lgs. 231/2001, (rif. D.Lgs. 121/2011), per assicurare il controllo sulla possibilità di commissione di tali reati, Eni ha definito strumenti di controllo operativo per valutare i rischi e monitorare la corretta operatività nell'ambito delle attività sensibili ai sensi del D.Lgs. 231/2001, in tema ambientale.

Il rispetto della biodiversità, la salvaguardia dei servizi ecosistemici e l'uso efficiente e sostenibile delle risorse naturali costituiscono un requisito imprescindibile, in particolare per l'attività di prospezione, ricerca e produzione di idrocarburi, in aree geografiche dove queste condizioni possono anche determinare dei limiti nelle licenze ad operare.

Al fine di mitigare i rischi su indicati, Eni ha definito idonei strumenti di identificazione, valutazione e monitoraggio delle tematiche afferenti il cambiamento climatico, le risorse idriche e la biodiversità, nonché di valutazione del rischio emergente. Per recepire efficacemente e tempestivamente le migliori pratiche relativamente alla gestione delle tematiche ambientali, di sicurezza e sociali, Eni è attiva in gruppi di lavoro delle associazioni internazionali di settore (OGP e IPIECA) che mirano a definire linee guida e pratiche operative volte alla riduzione dell'impronta ambientale e sociale delle attività Oil & Gas.

In merito ai cambiamenti climatici, oltre ai rischi di compliance legati all'Emission Trading e all'evoluzione delle politiche sul clima europee (rif. framework su Energia e Clima al 2030) e internazionali (negoziati sull'Accordo post 2020), Eni monitora anche il rischio idrico e gli eventi naturali dei cambiamenti climatici al fine di identificare le migliori strategie di adattamento per il futuro. Sono in corso di approfondimento specifici strumenti di valutazione dei rischi di lungo termine per l'ambiente e iniziative di gestione finalizzate all'adattamento, al cambiamento climatico in supporto all'unità di Risk Management Integrato e alle funzioni di business.

La tutela dell'ambiente si attua in primis identificando le caratteristiche salienti dell'ambiente naturale in cui le attività hanno o avranno luogo in modo da evitare o mitigare il più possibile gli impatti su specie, habitat e servizi ecosistemici fin dai primi stadi del ciclo operativo. L'adozione delle migliori tecnologie disponibili, l'applicazione di pratiche operative sempre più rigorose e stringenti in termini di prevenzione e riduzione dell'inquinamento e la corretta gestione dei rifiuti prodotti consentono poi di gestire in modo efficiente l'attività industriale durante la fase operativa e di perseguire un controllo elevato di tutti i rilasci in

funzione delle peculiarità impiantistiche e territoriali. L'adozione estesa in Eni di sistemi di gestione integrati di salute, sicurezza e ambiente assicura la compliance normativa, il miglioramento continuo delle performance ambientali e l'efficacia delle azioni intraprese in termini di prevenzione e contenimento dei possibili impatti ambientali. Negli ultimi anni i principali Siti di Eni si sono dotati di sistemi informatici in particolare per la gestione dei rifiuti, al fine di migliorare la tracciabilità e il controllo delle operazioni, e quindi ridurre il rischio di violazioni delle norme. Tali sistemi facilitano anche l'individuazione delle soluzioni di smaltimento/recupero più appropriate nel rispetto della gerarchia stabilita dalla Direttiva 2008/98/CE.

La criticità della relazione ambiente – salute – comunità emerge non solo in contesti nuovi per Eni, ma anche in quelli caratterizzati da attività industriali ormai radicate sul territorio; tale interesse si è concretizzato in sede europea con l'elaborazione da parte della Commissione di una serie di nuove proposte normative come il pacchetto sulla qualità dell'aria. In Italia è stato emanato il Decreto del 24/04/2013 – pubblicato in GU il 23/08/13 – recante i criteri metodologici utili per la redazione del rapporto di VDS (valutazione del danno sanitario).

Tali azioni potranno avere come sviluppo l'imposizione ai settori industriali di limiti emissivi ancora più stringenti (in particolare quelli localizzati in prossimità di contesti urbani dichiarati critici dal punto di vista ambientale e sanitario), attraverso il riesame delle AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale) emesse, con potenziali effetti economici e potenziali rischi di sanzioni o richieste di risarcimento. Si sta sempre più rafforzando, pertanto, la richiesta delle autorità di valutare preventivamente il potenziale impatto sulle comunità locali delle nuove attività industriali e di quelle in esercizio al fine di porre in atto le necessarie azioni preventive già a partire dalla fase di progettazione e di autorizzazione all'esercizio.

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

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

formazioni da mettere a disposizione delle Autorità competenti e del pubblico interessato.

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, attribuendo a questi efficacia esimente della responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro. Eni ha reso obbligatoria l'adozione di tali sistemi in tutte le sue società che gestiscono un rischio significativo HSE.

Le strategie e le azioni Eni per la salute, la sicurezza e l'ambiente sono realizzate in accordo con quanto stabilito nelle policy aziendali e declinate nella Management System Guideline (MSG) HSE. Il processo descritto nella MSG ha lo scopo di garantire una gestione operativa fondata sul principio della precauzione e che assicuri la massima efficacia nella prevenzione, gestione e controllo dei rischi in ambito HSE. La MSG descrive in modo chiaro ruoli e responsabilità dei diversi livelli organizzativi, disciplina le attività previste nei processi HSE e la loro interazione con gli altri processi aziendali e, mediante una gestione integrata, diffonde metodologie e criteri comuni all'interno di Eni. La MSG, basandosi sul principio del miglioramento continuo, richiede un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo e riesame dei risultati.

È inoltre orientata alla prevenzione e protezione dei rischi e al controllo della gestione HSE attraverso l'implementazione di un processo continuo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi che è alla base della gestione HSE in tutte le fasi di attività di ciascuna unità di business. Esso si attua con l'adozione di sistemi di gestione che tengono conto della specificità delle attività, dei siti e del costante miglioramento degli impianti e dei processi. Inoltre Eni si è dotata di un sistema di controllo dei rischi HSE basato sul monitoraggio periodico degli indicatori HSE (a cadenza trimestrale, semestrale e annuale) e su un piano strutturato di audit a copertura di tutti i siti, secondo le seguenti tipologie:

- technical audit, volti ad accertare l'esistenza presso i siti/unità operative e sedi delle unità di business di adeguati sistemi di gestione, della loro corretta applicazione e coerenza con la MSG HSE, il Codice Etico e il Modello Organizzativo 231 Eni;
- verifiche di acquisizione/mantenimento/rinnovo delle certificazioni dei sistemi di gestione (con frequenza annuale effettuate da un ente certificatore);
- verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE;
- audit finalizzati alla verifica del sistema di gestione della sicurezza di processo (downstream) o alla verifica dell'efficacia delle barriere preventive e mitigative contro gli effetti dei rischi di processo (upstream);
- audit per tematiche/attività/processi specifici (es. audit a seguito di segnalazioni, infortuni o incidenti).

Eni pone particolare enfasi alla sicurezza di processo e all'asset integrity, anche attraverso incontri di sensibilizzazione del middle management e la diffusione capillare di strumenti di verifica selettivi quali audit e verifiche specifiche.

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite dalle unità di business a livello di sito, con una propria organizzazione che predispone, per ciascun possibile scenario, un piano di risposta per limitare i danni in cui sono definiti ruoli e risorse deputate all'attuazio-

80136 | SO4

ne. È emblematica l'azione di Eni in Nigeria, in cui, a fronte del permanere dei fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti, sono stati avviati progetti di ricerca quali l'"Anti-intrusion innovative technologies deployment" volti a sviluppare nuove tecnologie per contrastare e ridurre il fenomeno "oil theft". È anche in corso la valutazione e la predisposizione di sistemi di monitoraggio in remoto delle condotte per aumentare l'accuratezza della localizzazione degli spill e, di conseguenza, per favorire la tempestività degli interventi di contenimento e riparazione.

In caso di emergenze di maggiore rilievo i Siti di Eni sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Corporate che supporta le Divisioni e Società nella gestione dell'evento, attraverso un team specializzato che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interne ed esterne a Eni.

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

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

A seguito dell'incidente di Macondo verificatosi nel 2010 nel Golfo del Messico, il Governo statunitense e i Governi di altri Paesi hanno adottato regolamentazioni più stringenti in tema di attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi. Gli Stati Uniti hanno aumentato il livello della sicurezza riorganizzando la propria agenzia per l'ambiente, modificando le norme di sicurezza e avviando un Sistema di Gestione Ambientale (SEMS) obbligatorio per tutti i gestori. Inoltre l'industria ha istituito il Centro per la sicurezza in mare aperto a Houston per sostenere la verifica delle pratiche di SEMS. Al fine di garantire la massima sicurezza delle proprie operazioni nel Golfo, Eni ha aderito al consorzio guidato dalla società Helix che ha partecipato alle operazioni di contenimento del pozzo Macondo. Il sistema denominato Helix Fast Response System (HFRS) effettua le operazioni di contenimento sottomarino dei pozzi in eruzione, l'evacuazione in superficie degli idrocarburi e il loro stivaggio e trasporto alla costa.

La risposta internazionale delle oil company a Macondo ha compreso anche l'avvio di alcuni Joint Industry Project (JIP) in ambito di oil spill response. Eni partecipa attivamente ai JIP promossi da OGP e IPIECA e in collaborazione con altre oil companies. Eni sta inoltre sviluppando tecnologie proprietarie volte sia a ridurre il rischio di incidenti sia ad accelerare il recupero di eventuale olio sversato a mare.

A livello europeo è stata emessa il 12 giugno 2013 la direttiva 2013/30/EU sulla sicurezza delle operazioni Oil & Gas offshore

avente lo scopo di sostituire le esistenti legislazioni nazionali e uniformare l'approccio legislativo a livello europeo. Le nuove disposizioni riguardano le installazioni offshore fisse e mobili, produttive o di perforazione, future ed esistenti. La concessione del titolo minerario è subordinata alla valutazione della capacità tecnica e finanziaria dell'operatore di far fronte ad incidenti significativi e alle responsabilità legali che ne derivano. L'operatore deve elaborare un Rapporto sui Rischi Significativi per ogni fase rilevante del ciclo di vita dell'asset. È stabilita a livello di Autorità nazionali la separazione delle funzioni aventi competenza su sicurezza e ambiente (Autorità Competente) dalle funzioni che si occupano di sviluppo economico delle risorse naturali e di assegnazione dei titoli minerari. È stabilita la partecipazione pubblica in sede di rilascio delle autorizzazioni delle attività esplorative e l'informazione pubblica per le attività successive.

Eni, in consorzio con le principali major, ha attivato un agreement con Wild Well Control, per l'utilizzo del "Global Subsea Well Containment equipment" e con Oil Spill Response (OSRL) per lo stoccaggio di 5.000 mc di materiale antinquinamento. L'attrezzatura è in grado di essere trasportata via aerea in tutte le regioni ove Eni ha operazioni deep water. Eni ha inoltre definito specifiche procedure per l'identificazione, gestione e controllo di pozzi critici (HP/HT e deep water).

Inoltre Eni, in virtù del Memorandum of Understanding, siglato ad agosto 2012 con Regional Marine Pollution Emergency Response Centre for the Mediterranean Sea (REMPEC) e Department of Merchant Shipping of Cyprus (DMS), sta contribuendo al progetto "Mediterranean Decision Support System for Marine Safety (MEDSS-4MS) dedicato al rafforzamento della sicurezza marittima tramite la mitigazione del rischio e degli impatti associati agli oil spill nell'area del Mediterraneo che si concluderà nel 2015.

In ambito italiano, il legislatore, con il D.Lgs. 128/2010 che modificava l'art. 6, comma 17, del D.Lgs. 152/2006, tuttora in vigore, ha introdotto alcune restrizioni alle attività di ricerca ed estrazione degli idrocarburi mantenendo tuttavia l'efficacia dei titoli abilitativi in essere alla data di entrata in vigore del decreto stesso. La nuova norma dispone l'esclusione dal divieto alle attività di ricerca ed estrazione nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle aree costiere protette per le istanze di concessione di coltivazione idrocarburi, già formalmente presentate alla data di introduzione del D.Lgs. 128/2010.

La Legge n. 134 del 7/8/2012, art. 35 ha confermato il limite delle 12 miglia, estendendolo a tutte le coste, specificando che dalle restrizioni sono fatti salvi i procedimenti concessori che erano in corso alla data di entrata in vigore del D.Lgs. 128/2010 del 2010.

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

Le prospettive del settore europeo del gas rimangono sfavorevoli a causa della perdurante debolezza della domanda e dell'eccesso di offerta, in un quadro macroeconomico stagnante. Il management non prevede alcun apprezzabile miglioramento nello scenario di mercato e nella domanda a breve medio termine. Nel 2013 i consumi di gas hanno registrato una contrazione del 7% in Italia e dell'1% in Europa a causa della recessione e della crisi

del settore termoelettrico penalizzato sia dal calo dell'attività produttiva sia dalla competizione da altre fonti: la crescita delle energie rinnovabili e la maggiore economicità del carbone favorita anche dall'abbondanza dei certificati di emissione. In considerazione di tali trend fondamentali il management ha rivisto al ribasso le previsioni di crescita a medio termine: nel prossimo quadriennio è atteso un tasso d'incremento medio dei consumi inferiore all'1% in Italia e in Europa con volumi target al 2017 rispettivamente di circa 70 e 490 miliardi di metri cubi (rispetto a previsioni di crescita del 2-2,3% in media del piano precedente). Si osserva che il livello assoluto della domanda europea di gas previsto nel 2017 è inferiore di circa 50 miliardi di metri cubi rispetto al livello pre-crisi registrato nel 2008 a testimonianza di fenomeni di vera e propria "distruzione di domanda". Nel 2008 il consensus di mercato vedeva la domanda gas al 2017 pari a circa 100 miliardi di metri cubi in Italia e circa 600 miliardi in Europa. Sulla base di tali previsioni di crescita, rivelatesi ampiamente sopravvalutate, gli operatori europei impegnati nella commercializzazioni di gas all'ingrosso (midstreamer) avevano stipulato con i Paesi produttori prospicienti l'Europa (Russia, Algeria, Libia, Norvegia e Paesi Bassi) contratti di approvvigionamento di gas di lungo termine con clausole take-or-pay con i quali si sono assunti il rischio volume e sostenuto i relativi investimenti di espansione della capacità di importazione delle pipeline.

Le ridotte opportunità di vendita a causa della contrazione della domanda causata in particolare dal crollo dei consumi termoelettrici, la rivoluzione dello shale gas USA con il conseguente dirottamento di rilevanti flussi mondiali di GNL verso altri mercati, e i potenziamenti delle dorsali d'importazione da Russia e Algeria realizzati negli anni pre-crisi e dei terminali di ricezione del GNL hanno modificato in maniera strutturale le dinamiche competitive e gli economics del settore europeo del gas. Gli operatori del gas sono stati spiazzati da un lato dalle rigidità dei contratti di approvvigionamento long-term, dall'altro dallo sviluppo di Hub molto liquidi favoriti dall'oversupply. I prezzi spot del gas quotati presso tali Hub sono diventati il benchmark di riferimento nelle contrattazioni bilaterali di fornitura in luogo delle formule indicizzate al prezzo degli idrocarburi. Nonostante un certo assorbimento dell'eccesso di GNL grazie alla crescita delle economie asiatiche, i prezzi spot il cui livello è fissato dall'incontro di domanda e offerta evidenziano un trend debole a causa del calo dei consumi e della continua pressione competitiva. In tale scenario, i margini del gas degli intermediari sono stati compressi dall'andamento divergente tra i prezzi spot e la posizione di costo indicizzata al prezzo del petrolio e dei derivati nelle formule "oil-linked" dei contratti di approvvigionamento di lungo termine. Inoltre i vincoli minimi di prelievo stabiliti dalle clausole di take-or-pay di tali contratti e la necessità di contenere l'impatto finanziario a esse associato hanno indotto gli operatori in un mercato in contrazione a competere in maniera ancora più aggressiva sulla leva prezzo (v. paragrafo successivo sui rischi dei contratti di take-or-pay). Di tale situazione hanno tratto beneficio i clienti di grandi dimensioni ed evoluti che riescono a ottenere condizioni economiche e di flessibilità più vantaggiose grazie all'ampia disponibilità di gas spot. Nel corso del 2013 il mercato Italia ha registrato il crollo senza precedenti dei prezzi di vendita spot ai clienti industriali e termoelettrici, scesi sotto i livelli degli Hub continentali a causa del perdurante eccesso di offerta e della

crisi congiunturale. Inoltre le Autorità di regolamentazione del settore hanno modificato le formule di indicizzazione del costo della materia prima nelle tariffe tutelate applicate al segmento residenziale introducendo i prezzi spot rilevati presso gli Hub continentali. Tale sviluppo rappresenta un rischio per la redditività del segmento retail. Simili processi di revisione delle tariffe nel settore residenziale sono incorso in altri paesi dell'UE (v. rischi di regolamentazione). Questi driver hanno determinato la continua flessione dei margini di commercializzazione del gas e la progressiva perdita di redditività dell'attività Mercato di Eni che ha chiuso il 2013 con la perdita operativa reported di circa €3 miliardi che sconta svalutazioni di asset di circa €2 miliardi in funzione delle ridotte prospettive di redditività. Tali svalutazioni includono circa €920 milioni relativi al parco centrali termoelettriche di Eni che è stato penalizzato dalla contrazione dei margini all'ingrosso dell'energia elettrica prodotta da gas a causa del calo della richiesta elettrica e dell'oversupply alimentata dalla continua crescita del fotovoltaico, dai bassi prezzi del carbone e dei certificati per l'emissione di CO<sub>2</sub>.

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

In tale scenario il management intende rinegoziare il pricing e le altre condizioni di fornitura dei contratti di approvvigionamento di lungo termine, quale principale leva per recuperare la redditività e tutelare la generazione di cassa del business. I contratti di approvvigionamento take-or-pay prevedono meccanismi contrattuali di revisione che consentono alle parti di rinegoziare periodicamente gli elementi essenziali per tener conto delle modifiche del mercato e del quadro competitivo.

A tal fine il management intende rinegoziare tutti i principali contratti long-term con l'obiettivo di allineare il costo del gas approvvigionato alle condizioni di mercato e ridurre i vincoli di prelievo. L'esito di tali rinegoziazioni è incerto in relazione sia all'entità dei benefici economici, sia al timing di rilevazione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo sulle rinegoziazioni attivate, i contratti di norma prevedono la possibilità delle parti di ricorrere a un arbitro per la definizione delle controversie, il che rende maggiormente incerto l'esito delle stesse. Poiché alcuni clienti Eni hanno a loro volta aperto procedure di revisione dei prezzi di somministrazione, ne deriva un grado crescente di volatilità e scarsa prevedibilità dei risultati dell'Attività Mercato Eni. Nel corso del 2013 Eni ha finalizzato alcune rinegoziazioni di contratti di approvvigionamento di lungo termine conseguendo benefici economici e maggiore flessibilità operativa.

Guardando al lungo termine oltre l'orizzonte di piano, il management ritiene possibile un nuovo ciclo negativo del settore a causa dei rischi sul lato offerta in relazione a nuovi flussi mondiali di GNL legati all'avvio di importanti progetti upstream (in particolare nell'area del Pacifico e in Mozambico), al probabile potenzia-

80136/506

mento delle esportazioni di gas da parte degli USA e agli sviluppi nello shale gas in Europa e Asia.

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

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio/lungo termine a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti che dal 2010 assicurano circa 80 miliardi di metri cubi/anno di gas (incluso Distrigas ed escluso l'approvvigionamento delle altre società consolidate e collegate) hanno una vita residua media di circa 15 anni con formule prezzo indicizzate al prezzo del petrolio e dei derivati (gasolio, olio combustibile, ecc.). Tali contratti prevedono la clausola di take-or-pay che, in caso di mancato prelievo del volume annuo minimo (Annual Minimum Quantity - AMQ) definito contrattualmente, fa scattare l'obbligo in capo a Eni di pagare, per la quantità in difetto, una quota (variabile da contratto a contratto) del prezzo contrattuale calcolato come media aritmetica dei prezzi-base mensili con riferimento all'anno di mancato prelievo. A fronte di ciò, Eni ha la facoltà di prelevare, nel corso degli anni contrattuali successivi, la quantità parzialmente pagata, purché sia stata prelevata l'AMQ dell'anno. Il limite temporale di recupero varia da contratto a contratto (per alcuni entro i dieci anni successivi, per altri entro la durata residua del contratto). Al momento del ritiro delle quantità pre-pagate, Eni paga la parte residua del prezzo, calcolando quest'ultima come la percentuale di complemento a 100 della media aritmetica dei prezzi base mensili in vigore nell'anno di prelievo. Considerazioni analoghe valgono per gli impegni contrattuali ship-or-pay. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche a un'opportunità), tenuto conto che una porzione importante di questo si forma nell'anno di mancato prelievo, sia a un rischio volume, nel caso di impossibilità a recuperare i volumi pre-pagati in funzione dell'andamento della domanda.

Il management ritiene che gli attuali trend di mercato, di perdurante debolezza della domanda e offerta abbondante, la possibile evoluzione della regolamentazione del settore, nonché la crescente pressione competitiva costituiscono fattori di rischio per l'adempimento delle obbligazioni di prelievo minimo stabilite dai contratti di approvvigionamento take-or-pay e l'associata esposizione finanziaria. Dall'inizio della crisi del gas alla data di riferimento della Relazione finanziaria annuale 2013, Eni ha rilevato deferred cost (al netto degli utilizzi) per l'ammontare complessivo di €1,9 miliardi sostenendo i relativi esborsi finanziari a fronte dei volumi gas riguardo ai quali è sorto l'obbligo di corrispondere il prezzo contrattuale in base alle clausole di take-or-pay poiché i ritiri sono stati inferiori agli obblighi minimi di prelievo. Considerati i piani aziendali di vendite stabili o in leggera flessione nel 2014 e negli anni successivi di piano, il management ritiene che l'adempimento degli obblighi minimi di prelievo nel prossimo quadriennio sia a rischio. Il management intende adottare le opportune iniziative per contenere l'esposizione take-or-pay e

l'associato rischio finanziario con particolare riguardo al mercato italiano dove la dimensione attesa della domanda è inferiore rispetto agli obblighi di prelievo minimo degli operatori. Tali iniziative comprendono la rinegoziazione dei contratti long-term sia dei termini economici per rendere maggiormente competitiva l'offerta Eni sia dei termini di flessibilità per ridurre i vincoli di prelievo, nonché l'utilizzo della leva commerciale e altre azioni innovative con i fornitori al fine di ristrutturare il portafoglio di approvvigionamento.

Per quanto riguarda gli attivi dello stato patrimoniale legati ai deferred cost, allo stato, sulla base dell'evoluzione attesa della domanda e dell'offerta di gas in Europa, delle proiezioni interne di vendita e di margini unitari nel lungo termine, il management ritiene che i volumi di gas per i quali Eni è incorsa nella clausola di take-or-pay, con conseguente pagamento dell'anticipo prezzo, saranno ritirati negli anni oltre l'orizzonte di piano nel rispetto dei termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto.

### **Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia**

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

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

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

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

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ("AEEG"), in virtù della legge istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei

livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto al servizio di tutela. Le decisioni dell'AEEG in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale. I clienti che hanno diritto al servizio di tutela sono i clienti finali domestici e i condomini a uso domestico con consumi inferiori a 200 mila metri cubi/anno, nonché, per effetto del D.Lgs. 93/11, tutti i clienti civili non domestici con consumi inferiori a 50.000 metri cubi/anno e le attività di servizio pubblico che svolgono attività di assistenza (ospedali, case di cura e altri). Con la delibera n. 196/2013/R/GAS l'AEEG ha riformato le tariffe gas con efficacia ottobre 2013; la nuova struttura della tariffa è così articolata:

1. Componente materia prima basata al 100% sui prezzi spot in luogo dell'indicizzazione a un paniere di contratti long-term o oil-linked;
2. Contestuale introduzione di componenti compensative, per garantire una gradualità nel passaggio:
  - CCR, componente a copertura dei rischi/costi connessi con le attività di approvvigionamento all'ingrosso che prende in considerazione il passaggio al nuovo modello di approvvigionamento;
  - Componente GRAD, destinata per i prossimi 3 anni termici, a tutti i venditori al dettaglio, con il fine di garantire un passaggio graduale dai prezzi oil-linked ai prezzi legati ai mercati spot (come previsto dalla legislazione);
  - Componente APR, introdotta per promuovere una rinegoziazione effettiva dei contratti long-term. Questa componente, calcolata sugli anni termici 2013-2014 e 2014-2015, consiste in un meccanismo di assicurazione proposto su base volontaria ai venditori dotati di contratti di approvvigionamento top di lungo termine. L'implementazione di questa componente e i relativi obblighi per i venditori partecipanti sono ancora in fase di discussione.
3. Riforma delle componenti logistiche (attraverso la riduzione della tariffa di trasporto e il rimborso di quella di stoccaggio);
4. Aumento rilevante dei costi commerciali al dettaglio e dei margini della componente tariffaria.

Il complessivo impatto della riforma consente un punto di equilibrio tra i clienti finali e le esigenze dei venditori.

In modo analogo, diversi regolatori in Paesi europei d'interesse Eni hanno allo studio provvedimenti finalizzati a introdurre componenti "Hub" nelle formule di aggiornamento delle tariffe di fornitura ai clienti retail e altre misure volte a favorire la liquidità e l'apertura del mercato del gas.

La capacità commerciale dell'impresa e la politica dei margini sono limitate dagli effetti del decreto legge n. 112 del giugno 2008 che ha introdotto la maggiorazione IRES del 5,5% poi aumentata al 6,5% (cosiddetta Robin Tax), e da ultimo incrementata di ulteriori 4 punti percentuali per il triennio 2011-2013, a carico delle imprese del settore energia. La norma ha istituito il divieto di traslare sui prezzi al consumo la maggiorazione d'imposta attribuendo all'AEEG il compito di vigilare sull'osservanza del divieto.

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

## Rischi connessi alla ciclicità del settore Oil & Gas

I risultati di Eni, soprattutto quelli del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas. L'aumento del prezzo degli idrocarburi determina un maggiore utile operativo consolidato; viceversa, in caso di diminuzione del prezzo.

L'esposizione al rischio prezzo delle commodity energetiche riguarda circa il 50% della produzione Eni. Tale esposizione per scelta strategica non è oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica da parte di Eni, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato. Della parte residua della produzione, circa il 35% proviene dal recupero dei costi nei contratti di Production Sharing, il quale è isolato dalla volatilità del prezzo poiché garantisce alla compagnia petrolifera il recupero dei costi sostenuti, esponendola a un rischio volume (vedi di seguito). Infine l'esposizione al rischio prezzo di un 8-10% della produzione è compensata dal movimento di segno opposto sui costi di approvvigionamento del settore Gas & Power indicizzati al prezzo del petrolio, a seguito della decisione del management di interrompere la copertura del rischio commerciale relativo alle vendite di gas contrattate o altamente probabili derivante dall'esposizione commodity del costo della materia prima.

Nel 2013 il prezzo del petrolio del Marker Brent ha registrato un valore medio di \$108,7 per barile sostanzialmente in linea rispetto al 2012 (-3%) riflettendo le difficoltà produttive di importanti Paesi e le tensioni geopolitiche in Medio Oriente in un quadro di moderata crescita della domanda e di sviluppo dell'offerta non opec. Questi trend fanno prevedere prezzi sostenuti del Brent nei prossimi uno-due anni, in seguito il prezzo è previsto assestarsi su di un valore di lungo termine di \$90 per barile (termini reali 2017). Il prezzo gas ha continuato a essere penalizzato dall'eccesso di offerta e dalla debolezza della domanda nel mercato europeo e nordamericano registrando un andamento debole.

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

Per il quadriennio 2014-2017 Eni prevede un programma d'investimenti di €54 miliardi, di cui l'82% dedicati alla ricerca e sviluppo delle riserve di petrolio e gas con una flessione del 5% a parità di target produttivi rispetto al piano precedente per effetto di una maggiore selettività nelle decisioni di spesa.

La volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento d'incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte per effetto del peso importante dei contratti di produc-

80136/508

tion sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi diminuisce all'aumentare del prezzo di riferimento del barile. Sulla base dell'attuale portafoglio di asset Eni, il management stima che per ogni dollaro/barile d'incremento delle quotazioni del petrolio, la produzione Eni diminuisce di circa 1.000 barili/giorno quale effetto delle minori attribuzioni nei PSA. L'impatto delle variazioni dei prezzi sui PSA è stato trascurabile nelle produzioni dell'esercizio 2013. La sensitivity può cambiare in futuro.

I margini di vendita dei prodotti petroliferi e dei prodotti petrolchimici risentono in maniera più o meno marcata dei movimenti del prezzo del petrolio, in funzione dei ritardi temporali con i quali le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della carica. Generalmente, in presenza di forti e repentini aumenti del petrolio, i margini di raffinazione e dei prodotti petrolchimici registrano flessioni nel breve termine e viceversa. Nel 2013 l'attività di raffinazione Eni ha registrato per il terzo anno consecutivo una perdita operativa in un quadro di estrema volatilità dei margini. Le quotazioni dei prodotti finiti, a causa della contrazione della domanda, eccesso di capacità e pressione competitiva nell'area del Mediterraneo dai flussi di importazione di prodotto raffinato da Russia e Asia, hanno determinato un valore della produzione di poco superiore al costo della materia prima e delle utility energetiche indicizzate al costo del greggio e hanno consentito di coprire in minima parte i costi fissi sostenuti. Inoltre, la riduzione dello sconto tra le quotazioni dei greggi pesanti rispetto al Marker Brent ha ridotto in maniera sensibile il vantaggio della conversione delle Raffinerie Eni. Guardando al futuro, il management prevede il perdurare dell'andamento negativo dello scenario di raffinazione a causa dei fattori strutturali dell'industria e del debole quadro congiunturale con attese di consumi stagnanti, ciò fintantoché le azioni di razionalizzazione della capacità in Europa inizieranno a incidere sul bilanciamento tra domanda e offerta in un orizzonte di medio lungo termine. Sulla base di tali driver riflessi nelle proiezioni di redditività del piano industriale 2014-17, il management ha rilevato svalutazioni dell'importo di circa €600 milioni riguardanti impianti di raffinazione in sede di impairment review di bilancio.

L'attività di distribuzione carburanti in Italia è stata penalizzata dal crollo dei consumi (circa -4%) e dall'eccesso di offerta di prodotto che ha indotto gli operatori a competere in maniera aggressiva sul pricing. Il management prevede che la domanda di carburanti continuerà su di un trend debole nei prossimi anni a causa delle modeste prospettive di ripresa economica, in particolare in Italia. Di fronte alle difficoltà strutturali dell'industria europea della raffinazione, in particolare nell'area del Mediterraneo, e alla debolezza dei consumi, le prospettive di recupero di redditività del settore Eni Refining & Marketing dipenderanno in misura decisiva dall'efficacia delle azioni manageriali di ottimizzazione e miglioramento.

Il settore chimico Eni è notevolmente esposto, oltre che alla volatilità del costo della carica, alla ciclicità della domanda considerata la natura "commoditizzata" del portafoglio prodotti Eni e i fattori strutturali di debolezza dell'industria (basse barriere all'ingresso, eccesso di capacità, forte pressione competitiva). Nel 2013 il

business ha registrato per il terzo anno consecutivo una perdita operativa a causa degli elevati costi della materia prima petrolifera non riflessi nei margini dei prodotti e del calo della domanda penalizzata dalla recessione. Le prospettive di breve/medio termine rimangono sfidanti per effetto delle incertezze sulla ripresa della domanda ancorate all'evoluzione del quadro macroeconomico in Europa, dell'andamento del costo della materia prima e delle dinamiche competitive. In particolare oltre all'azione dei competitors asiatici e mediorientali, è prevedibile un recupero di quota di mercato dei produttori nordamericani favoriti dagli sviluppi dello shale gas che assicura una materia prima a basso costo. Per contrastare i deficit strutturali del proprio business petrolchimico e recuperare l'equilibrio economico nel medio termine, il management Eni ha avviato una strategia che fa leva sulla progressiva riduzione del peso dei business commodity con la ristrutturazione dei siti industriali meno competitivi. Sarà perseguita la crescita nei segmenti di nicchia, quali elastomeri e stirenici, che hanno dimostrato buona tenuta nel ciclo negativo, l'espansione internazionale nei mercati in crescita del Sud-Est asiatico e lo sviluppo delle produzioni innovative legate alle bioplastiche. Esempio al riguardo è il progetto "Chimica Verde" di Porto Torres che segna l'ingresso di Eni in un settore per il quale si prevedono tassi di crescita interessanti e la contemporanea chiusura di un sito in perdita strutturale. Il progetto in joint venture con Novamont prevede l'avvio delle produzioni di bioplastiche nella prima metà 2014. Il recupero di redditività a medio termine del settore chimico di Eni dipenderà in misura decisiva dall'efficacia delle azioni di diversificazione e "turn around" e dal continuo miglioramento dell'efficienza.

Il settore Ingegneria & Costruzioni è esposto alla ciclicità del prezzo del petrolio, considerato che le oil majors tendono a ridurre o a riprogrammare lo spending in esplorazione e sviluppo nelle fasi deboli del ciclo, e alle incertezze sull'andamento dell'economia globale che frenano le decisioni finali d'investimento e la tempistica di avvio dei progetti da parte dei committenti di impianti. Il settore Ingegneria & Costruzioni ha adottato una strategia di diversificazione del portafoglio di attività puntando ad acquisire un solido posizionamento nel segmento dei grandi progetti upstream in ambienti complessi e a elevato contenuto tecnologico, che hanno dimostrato una minore esposizione alle ciclicità del mercato. Questa strategia fa leva sui punti di forza del business, rappresentati dalla disponibilità di mezzi navali di perforazione e costruzione tra i più avanzati al mondo, competenza del personale e contenuto locale. Tuttavia nel 2013 il settore Ingegneria & Costruzioni ha registrato una perdita operativa con un netto peggioramento rispetto all'utile operativo di circa €1,5 miliardi dell'anno precedente a causa del generale rallentamento dell'attività e della rilevazione di perdite straordinarie su commesse riguardanti la realizzazione di complessi industriali onshore. Per fare fronte alle criticità gestionali e commerciali riscontrate nel corso del 2013, il management ha implementato importanti cambiamenti organizzativi, una strategia commerciale maggiormente selettiva e un rinnovato focus sulle operazioni. Il 2014 sarà un anno di transizione per Saipem con un ritorno alla profittabilità, la cui entità dipenderà oltre che dalla velocità di acquisizione dalle gare in corso, anche dall'efficace gestione operativa e commerciale dei contratti a bassa marginalità ancora presenti in portafoglio.

## Evoluzione prevedibile della gestione

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

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

- **produzione d'idrocarburi:** è prevista sostanzialmente in linea rispetto al 2013 al netto dell'effetto della cessione dell'interesse Eni nella joint venture Artic Russia;
- **vendite di gas:** sono previste in leggera flessione rispetto al

2013. Il management intende puntare sull'innovazione commerciale sia nel segmento grandi clienti sia in quello retail per contrastare la pressione competitiva considerato il perdurare dell'eccesso di offerta, in particolare in Italia;

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

Nel 2014 il management prevede un livello di spending per gli investimenti sostanzialmente in linea rispetto al 2013 (€12,75 miliardi l'ammontare degli investimenti tecnici e €0,32 miliardi quello di investimenti finanziari del consuntivo 2013). Il leverage a fine 2014, assumendo un prezzo del Brent medio annuo di 104 \$/barile, è previsto sostanzialmente in linea con il livello di fine 2013 per effetto della gestione industriale e di portafoglio.

80136/510

## Altre informazioni

### Procedimenti Consob

Con il Comunicato Stampa del 29 gennaio 2013, Saipem ha rivisto le stime dei risultati economici per l'esercizio 2012 e ha comunicato la guidance per l'esercizio 2013. In relazione a tale comunicato, il 31 gennaio 2013 Consob ha richiesto a Saipem: (i) la ricostruzione del processo di valutazione e le considerazioni che hanno portato alla decisione di emettere il citato Comunicato Stampa, (ii) la descrizione degli elementi informativi utilizzati per la revisione delle precedenti stime.

In seguito all'emissione da parte di Saipem SpA del Comunicato Stampa del 14 giugno 2013, con il quale è stata ulteriormente rivista la guidance di utile operativo e di utile netto per il 2013, Consob in data 19 giugno 2013 ha richiesto elementi informativi circa: (i) i rapporti negoziali con il committente Sonatrach da gennaio 2013; (ii) le commesse per le quali sono state riviste le stime di redditività e i motivi di tali revisioni di stima. Saipem ha risposto a tale richiesta in data 1° luglio 2013. Il 19 luglio 2013 Consob ha comunicato a Saipem l'avvio di un procedimento finalizzato alla verifica di asseriti profili di non conformità dei bilanci di esercizio e consolidato 2012 ai principi contabili internazionali e in particolare allo "IAS 11 - Commesse a lungo termine". In particolare nella comunicazione la Consob ipotizzava: (i) la competenza 2012 della revisione di stima di alcuni progetti, in corso di esecuzione al 31 dicembre 2012, annunciata da Saipem con il profit warning del 14 giugno e rilevata contabilmente nel primo semestre 2013 con la relazione finanziaria semestrale; (ii) un incremento dei costi/perdite di competenza 2012, non stanziati da Saipem né nel 2012, né nella semestrale 2013.

Saipem ha esposto alla Consob nei termini consentiti le proprie controdeduzioni alle formulate ipotesi di possibile non conformità ai principi contabili dei Bilanci di Esercizio e consolidato al 31 dicembre 2012.

Nel resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2013 Saipem ha preannunciato la decisione di applicare nel bilancio di esercizio e consolidato della Società al 31 dicembre 2013 il principio IAS 8 paragrafo 42 "Errori"; pertanto nel bilancio 2013 i dati comparativi dell'esercizio 2012 hanno dato conto dell'imputazione all'esercizio 2012 di €245 milioni di minori ricavi riferibili alle commesse per le quali era stata contestata dalla Consob la competenza economica della revisione di stima.

In data 5 dicembre 2013 la Consob, dopo aver richiesto e ottenuto ulteriori chiarimenti e informazioni a Saipem, tenuto conto di quanto comunicato al mercato da Saipem in merito alla deci-

sione di applicare nel Bilancio 2013 il principio IAS 8 paragrafo 42 "Errori" in relazione alle commesse oggetto di contestazione, ha ritenuto che siano venuti meno i presupposti per concludere il procedimento avviato il 19 luglio e ha comunicato la chiusura del procedimento in oggetto senza attivazione del potere della Commissione di chiedere all'emittente la pubblicazione di informazioni supplementari [art. 154-ter, comma 7] o di impugnativa [art. 157, comma 2, del TUF].

In data 14 marzo 2014 il Consiglio di amministrazione di Saipem ha approvato il Bilancio di esercizio e consolidato di Saipem 2013 redatto in modo coerente con quanto anticipato dalla società nel resoconto intermedio di gestione al 30 settembre 2013. In particolare, in assenza di effetti fiscali, la rettifica dei lavori in corso predetta ha comportato una rettifica in diminuzione di €245 milioni del patrimonio netto e dell'utile netto dell'esercizio 2012 posti a confronto e un corrispondente incremento del risultato dell'esercizio 2013.

In tale contesto, pur senza avviare un procedimento finalizzato all'adozione di specifici provvedimenti, il 2 agosto 2013 la Consob ha richiesto a Eni di esprimersi in merito (i) all'ipotesi di non conformità ai principi contabili del Bilancio d'esercizio e consolidato Saipem e (ii) ai riflessi che tali contestazioni possano avere sul Bilancio Eni.

Eni ha formulato la propria risposta, rinviando per il primo punto alle argomentazioni già direttamente rappresentate da Saipem e quanto ai possibili riflessi sul proprio bilancio consolidato di una riesposizione del Bilancio Saipem, Eni ha rappresentato come secondo le disposizioni dello IAS 8 le rettifiche debbano avvenire in presenza di "errori" qualificabili come "rilevanti". La correzione operata da Saipem ai propri conti non può essere considerata rilevante in ottica Eni tenuto conto della sua limitata incidenza sulle principali grandezze economiche, patrimoniali e finanziarie del Bilancio consolidato Eni.

In relazione a quanto sopra, il Bilancio consolidato Eni non tiene conto della rettifica operata da Saipem e prosegue in continuità con il Bilancio 2012, così come esaminato dall'Assemblea Eni. Pertanto il Bilancio Eni riflette nel risultato 2013 i minori ricavi di €245 milioni (al lordo delle elisioni infragruppo immateriali) che, diversamente, Saipem presenta a rettifica dei dati comparativi riesposti per l'esercizio 2012.

Gli effetti della rettifica operata da Saipem e non recepita da Eni sono quelli di seguito rappresentati.

## STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

(€ milioni)	31.12.2012	Rettifiche Saipem (*)	31.12.2012 con rettifiche Saipem
Capitale Investito Netto	78.069	[245]	77.824
Totale patrimonio netto	62.558	[245]	62.313
Patrimonio netto di Eni	59.060	[106]	58.954
Interessenze di terzi	3.498	[139]	3.359
Indebitamento finanziario netto	15.511		15.511
Coperture	78.069	[245]	77.824

## STATO PATRIMONIALE IFRS

(€ milioni)	31.12.2012	Rettifiche Saipem (*)	2012 con rettifiche Saipem
Totale attività	139.878	[245]	139.633
Totale passività	77.320		77.320
Totale patrimonio netto	62.558	[245]	62.313
Interessenze di terzi	3.498	[139]	3.359
Patrimonio netto di Eni	59.060	[106]	58.954
Totale passività e patrimonio netto	139.878	[245]	139.633

## CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	2012	Rettifiche Saipem (*)	2012 con rettifiche Saipem
Utile netto	8.676	[245]	8.431
Di competenza Eni	7.790	[106]	7.684
Interessenze di terzi	886	[139]	747

## CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	2013	Rettifiche Saipem (*)	2013 con rettifiche Saipem
Utile netto	4.972	245	5.217
Di competenza Eni	5.160	106	5.266
Interessenze di terzi	[188]	139	[49]

(\*) Importi al lordo delle elisioni infragruppo immateriali.

## Azioni proprie e di società controllanti

Al 31 dicembre 2013 le azioni proprie in portafoglio ammontano a n. 11.388.287, pari allo 0,31% del capitale sociale rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, per un valore di libro complessivo di €201 milioni. Non si registrano variazioni rispetto alle azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2012.

Il 10 maggio 2013 l'Assemblea ordinaria degli azionisti Eni ha deliberato l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario – in una o più volte e comunque entro 18 mesi dalla data della delibera – fino a un massimo di n. 363.000.000 azioni ordinarie Eni, a un corrispettivo non inferiore a €1,102 e non superiore al prezzo ufficiale di Borsa registrato dal titolo nella seduta di Borsa precedente ogni singola operazione aumentato del 5% e comunque fino all'ammontare complessivo di €6 miliardi secondo le modalità operative stabilite nei regolamenti di or-

ganizzazione e gestione di Borsa Italiana SpA. Il programma di riacquisto delle azioni è iniziato il 6 gennaio 2014. Alla data del 28 febbraio 2014 sono state riacquistate 6.620.916 azioni proprie al costo di €113 milioni ad un prezzo medio di acquisto di €17,0865 per azione.

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

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

- alla data del 31 dicembre 2013 le prescrizioni regolamentari

80136/512

dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, NAOC - Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Burren Energy (Congo) Ltd, Eni Finance USA Inc, Eni Trading & Shipping Inc e Eni Canada Holding Ltd.

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

#### Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti Sedi secondarie:

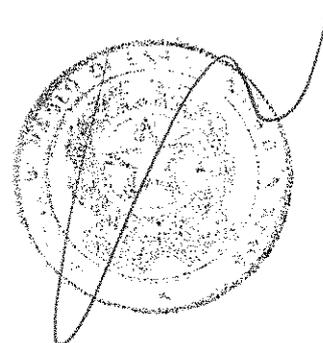
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;

San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

#### Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Il 28 marzo 2014 Eni ha collocato presso investitori istituzionali circa il 7% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA, al prezzo di €12,10 per azione, per un corrispettivo pari a circa €702,4 milioni. Per effetto di tale transazione la partecipazione residua di Eni in Galp è pari a circa il 9% del capitale sociale, di cui l'8% a servizio del prestito obbligazionario convertibile con scadenza 30 novembre 2015.

Altri fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.



# Glossario

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

## Termini finanziari

- **Dividend yield** Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi maturati, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio. Generalmente le società tendono a mantenere un livello costante di dividend yield, essendo l'indicatore confrontato dagli azionisti con il rendimento di altri titoli e/o tipologie di investimento (es. obbligazioni).
- **Leverage** Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.
- **ROACE** Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale e il capitale investito netto medio.
- **Coverage** Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra utile operativo e gli oneri finanziari netti.
- **Current ratio** Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.
- **Debt coverage** Misura chiave utilizzata dalle società di rating per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.
- **Profit per boe** Esprime la redditività per ogni barile di petrolio e gas naturale prodotto ed è calcolato come rapporto tra il risultato delle attività oil&gas (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932) e i volumi venduti.
- **Opex per boe** Indica l'efficienza della gestione operativa nell'attività upstream di sviluppo ed è calcolato come rapporto tra i costi operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932) e i volumi prodotti.
- **Cash flow per boe** Indica la capacità dell'impresa di generare cassa attraverso la produzione di idrocarburi, escludendo poste non monetarie. Rappresenta il rapporto tra il risultato delle attività oil&gas al netto di ammortamenti, svalutazioni e spese di esplorazione (definiti secondo le disposizioni del FASB

Extractive Activities - oil&gas Topic 932), e i volumi di petrolio e gas naturale prodotti.

- **Finding & Development cost per boe** Rappresenta il costo di esplorazione e di sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, a estensioni e nuove scoperte e a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas Topic 932).

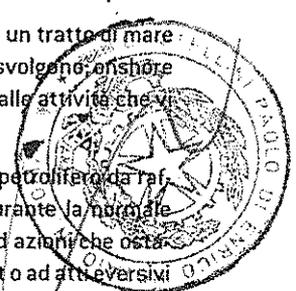
## Attività operative

- **Acque profonde** Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.
- **Barile** Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.
- **Boe (Barrel of Oil Equivalent)** Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00643.
- **Carbon Capture and Storage (CCS)** Tecnica di cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub> mediante un procedimento integrato che prevede la cattura della CO<sub>2</sub> prodotta da grandi impianti di combustione, dagli impianti di generazione elettrica, ma anche da sorgenti industriali o da giacimenti di gas naturale; il trasporto, in genere via pipeline, al sito di stoccaggio e, infine, la sequestrazione in siti geologici su terraferma o sotto il fondale marino.
- **Codice di rete** Codice contenente regole e modalità per l'accesso, la gestione e il funzionamento della rete gasdotti.
- **Condensati** Idrocarburi leggeri prodotti con il gas, che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali per gli impianti produttivi di superficie.
- **Contratti di concessione** Tipologia contrattuale vigente prevalentemente nei Paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo, a fronte del pagamento allo Stato di royalty sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.
- **Conversione** Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti

80136/514

di frazionamento primario del greggio, esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile e offre maggiori prospettive di redditività.

- **Elastomeri (o Gomme)** Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).
- **Emissioni di NMVOC (Non Methane Volatile Organic Compounds)** Emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti (es. mercaptani) e idrocarburi ossigenati (es. MTBE), che evaporano a temperatura ambiente. È incluso il GPL ed escluso il metano. Le principali sorgenti sono le emissioni fuggitive dai serbatoi e dalla rete di condutture degli stabilimenti e dei depositi, la rete di distribuzione di proprietà, la combustione in torcia (spesso incompleta), il venting, ecc.
- **Emissioni di NO<sub>x</sub> (ossidi di azoto)** Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO<sub>x</sub> da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO e NO<sub>2</sub>, mentre sono escluse le emissioni di N<sub>2</sub>O.
- **Emissioni di SO<sub>x</sub> (ossidi di zolfo)** Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO<sub>2</sub> e SO<sub>3</sub>. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H<sub>2</sub>S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC, ecc.
- **EPC (Engineering, Procurement, Construction)** Contratto tipico del settore delle costruzioni terra, avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi in mano" quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento o avviato.
- **EPCI (Engineering, Procurement, Commissioning, Installation)** Contratto tipico del settore delle costruzioni offshore, avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso (quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una FPSO) nel quale la società fornitrice del servizio (global or main contractor, normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e le attività preparatorie per l'avvio degli impianti (commissioning).
- **Esplorazione** Esplorazione di olio e gas naturale che include le seguenti attività: studi geologici e geofisici, raccolta e analisi di dati sismici e perforazione di pozzi.
- **Extrarete** Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.
- **FPSO vessel** Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (Floating Production, Storage and Offloading), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (riser) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.
- **Green House Gases (GHG)** Gas presenti in atmosfera che, trasparenti alla radiazione solare in entrata sulla terra, riescono a trattenere, in maniera consistente, la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre, dall'atmosfera e dalle nuvole. I sei principali gas serra contemplati dal protocollo di Kyoto sono anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), protossido di azoto (N<sub>2</sub>O), idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC) e esafluoruro di zolfo (SF<sub>6</sub>). I GHG assorbono ed emettono a specifiche lunghezze d'onda nello spettro della radiazione infrarossa. Questa loro proprietà causa il fenomeno noto come effetto serra, causa del surriscaldamento del pianeta.
- **GNL** Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.
- **GPL** Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.
- **NGL** Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.
- **Offshore/onshore** Il termine offshore indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; onshore è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.
- **Oil spill** Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).
- **Olefine (o Alcheni)** Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.
- **Over/under lifting** Gli accordi stipulati tra i partner regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.

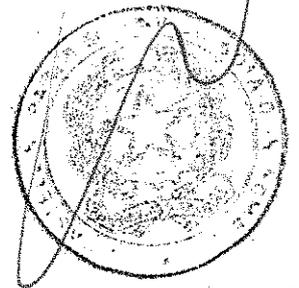


- **Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili)** Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.
- **Pozzi di infilling (Infittimento)** Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.
- **Production Sharing Agreement (PSA)** Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'instestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.
- **Recupero assistito** Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.
- **Ricerca esplorativa** Ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende analisi topografiche, studi geologici e geofisici, rilievi e analisi sismiche e perforazione di pozzi.
- **Riserve** Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, a una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi e il finanziamento del progetto, devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.
- **Riserve certe** Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza, economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.
- **Riserve probabili** Riserve addizionali che hanno minore certezza di essere recuperate rispetto alle riserve certe, ma che insieme alle riserve certe hanno la stessa probabilità di essere recuperate o di non esserlo.
- **Riserve possibili** Riserve addizionali che hanno minore certezza di essere recuperate rispetto alle riserve probabili; il recupero finale ha una bassa probabilità di superare l'insieme delle riserve certe, probabili e possibili.
- **Risorse contingent** Sono le quantità di idrocarburi stimate a una certa data, potenzialmente recuperabili da giacimenti noti attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo, ma che non sono considerate commercialmente recuperabili in seguito a una o più contingency.
- **Ship-or-pay** Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.
- **Stoccaggio di modulazione** Finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento orario, giornaliero e stagionale della domanda.
- **Stoccaggio minerario** Necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano.
- **Stoccaggio strategico** Finalizzato a sopperire la mancanza o riduzione degli approvvigionamenti da importazioni extra UE o di crisi del sistema del gas.
- **Sviluppo** Attività di perforazione e di altro tipo a valle della ricerca esplorativa, finalizzata alla produzione di petrolio e gas.
- **Swap** Nel settore del gas il termine swap si riferisce a uno scambio di forniture tra i diversi operatori, generalmente mirato a ottimizzare i costi di trasporto e i rispettivi impegni di acquisto e di fornitura.
- **Take-or-pay** Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.
- **Upstream/mid-downstream** Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine mid-downstream riguarda le attività di lavorazione di greggi e cariche petrolifere per la produzione di carburanti, lubrificanti e prodotti chimici, nonché l'approvvigionamento, trading e trasporto delle commodity energetiche. Include inoltre l'attività di commercializzazione dei prodotti processati.
- **Vita media residua delle riserve** Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.
- **Work-over** Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

80136/516

Bilancio Consolidato 2013

---



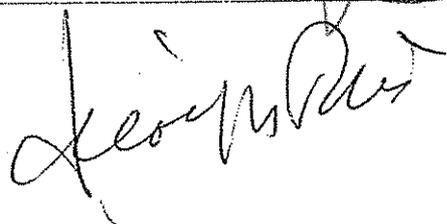
## Stato patrimoniale

(€ milioni)	Note	31.12.2012		31.12.2013	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
<b>ATTIVITÀ</b>					
<b>Attività correnti</b>					
Disponibilità liquide ed equivalenti	[7]	7.765		5.288	
Attività finanziarie destinate al trading	[8]			5.004	
Attività finanziarie disponibili per la vendita	[9]	235		235	
Crediti commerciali e altri crediti	[10]	28.747	2.714	29.073	2.072
Rimanenze	[11]	8.496		7.883	
Attività per imposte sul reddito correnti	[12]	771		802	
Attività per altre imposte correnti	[13]	1.230		825	
Altre attività correnti	[14]	1.624	8	1.325	15
		<b>48.868</b>		<b>50.435</b>	
<b>Attività non correnti</b>					
Immobili, impianti e macchinari	[15]	63.466		62.506	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	[16]	2.538		2.571	
Attività immateriali	[17]	4.487		3.877	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	[18]	4.262		3.934	
Altre partecipazioni	[19]	5.085		3.027	
Altre attività finanziarie	[19]	1.229	642	1.097	560
Attività per imposte anticipate	[20]	5.027		4.662	
Altre attività non correnti	[21]	4.400	43	3.683	42
		<b>90.494</b>		<b>85.357</b>	
Attività destinate alla vendita	[32]	516		2.296	
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>		<b>139.878</b>		<b>138.088</b>	
<b>PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>					
<b>Passività correnti</b>					
Passività finanziarie a breve termine	[22]	2.223	403	2.742	502
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	[27]	2.961		2.149	
Debiti commerciali e altri debiti	[23]	23.581	1.616	23.598	2.164
Passività per imposte sul reddito correnti	[24]	1.622		742	
Passività per altre imposte correnti	[25]	2.162		2.268	
Altre passività correnti	[26]	1.437	6	1.448	17
		<b>33.986</b>		<b>32.947</b>	
<b>Passività non correnti</b>					
Passività finanziarie a lungo termine	[27]	19.279		20.988	
Fondi per rischi e oneri	[28]	13.603		13.167	
Fondi per benefici ai dipendenti	[29]	1.374		1.245	
Passività per imposte differite	[30]	6.740		6.223	
Altre passività non correnti	[31]	1.977	16	1.704	
		<b>42.973</b>		<b>43.827</b>	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	[32]	361		140	
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>		<b>77.320</b>		<b>76.914</b>	
<b>PATRIMONIO NETTO</b>					
<i>Interessenze di terzi</i>		3.498		2.964	
<b>Patrimonio netto di Eni:</b>					
Capitale sociale		4.005		4.005	
Riserve cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	[16]			(154)	
Altre riserve		49.438		51.393	
Azioni proprie	[201]			(201)	
Acconto sul dividendo	[1.956]			(1.993)	
Utile dell'esercizio		7.790		5.160	
<b>Totale patrimonio netto di Eni</b>		<b>59.060</b>		<b>58.210</b>	
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>		<b>62.558</b>		<b>61.174</b>	
<b>TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>		<b>139.878</b>		<b>138.088</b>	

80136/518

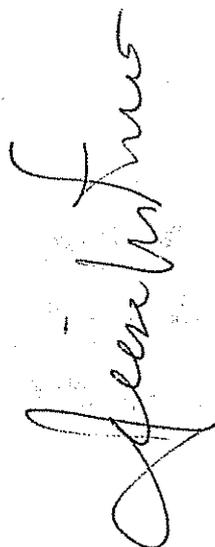
## Conto economico

(€ milioni)	Note	2011		2012		2013	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
<b>RICAVI</b>							
Ricavi della gestione caratteristica	(36)	107.690	3.477	127.220	3.783	114.722	3.386
Altri ricavi e proventi		926	41	1.546	56	1.385	30
<b>Totale ricavi</b>		<b>108.616</b>		<b>128.766</b>		<b>116.107</b>	
<b>COSTI OPERATIVI</b>							
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		78.795	5.880	95.363	6.604	90.213	8.506
- di cui (proventi) oneri non ricorrenti	(44)	69					
Costo lavoro		4.404	33	4.613	21	5.264	41
<b>ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI</b>	(37)	<b>171</b>	<b>32</b>	<b>(158)</b>	<b>10</b>	<b>(21)</b>	<b>68</b>
<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI</b>	(37)	<b>8.785</b>		<b>13.561</b>		<b>11.703</b>	
<b>UTILE OPERATIVO</b>		<b>16.803</b>		<b>15.071</b>		<b>8.056</b>	
<b>PROVENTI (ONERI) FINANZIARI</b>							
Proventi finanziari		6.376	49	7.218	53	5.746	56
Oneri finanziari		(7.410)	(1)	(8.314)	(4)	(6.649)	(87)
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading						4	
Strumenti finanziari derivati		(112)		(251)		(92)	
		<b>(1.146)</b>		<b>(1.347)</b>		<b>(991)</b>	
<b>PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI</b>							
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		500		278		252	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		1.623	338	2.603		5.863	
- di cui plusvalenza da cessione 28,57% di Eni East Africa						3.359	
		<b>2.123</b>		<b>2.881</b>		<b>6.115</b>	
<b>UTILE ANTE IMPOSTE</b>		<b>17.780</b>		<b>16.605</b>		<b>13.980</b>	
Imposte sul reddito	(40)	(9.903)		(11.661)		(9.008)	
<b>Utile netto - Continuing operations</b>		<b>7.877</b>		<b>4.944</b>		<b>4.972</b>	
<b>Utile netto (perdita netta) - Discontinued operations</b>		<b>(74)</b>	<b>400</b>	<b>3.732</b>	<b>2.234</b>		
<b>Utile netto</b>		<b>7.803</b>		<b>8.676</b>		<b>4.972</b>	
<b>Di competenza Eni:</b>							
- continuing operations		6.902		4.200		5.160	
- discontinued operations		(42)		3.590			
		<b>6.860</b>		<b>7.790</b>		<b>5.160</b>	
<b>Interessenze di terzi:</b>							
- continuing operations		975		744		(188)	
- discontinued operations		(32)		142			
		<b>943</b>		<b>886</b>		<b>(188)</b>	
<b>Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontari in € per azione)</b>							
- semplice		1,89		2,15		1,42	
- diluito		1,89		2,15		1,42	
<b>Utile per azione sull'utile netto - Continuing operations di competenza degli azionisti Eni (ammontari in € per azione)</b>							
- semplice		1,90		1,16		1,42	
- diluito		1,90		1,16		1,42	



## Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)	Note	2011	2012	2013
<b>Utile netto dell'esercizio</b>		<b>7.803</b>	<b>8.676</b>	<b>4.972</b>
<b>Altre componenti dell'utile complessivo:</b>				
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(33)		(150)	65
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a valutazioni di piani a benefici definiti	(33)		1	(3)
Effetto fiscale	(33)		53	(40)
			<b>(96)</b>	<b>22</b>
<i>Componenti riclassificabili a conto economico:</i>				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(33)	1.031	(718)	(1.871)
Variazione fair value di partecipazioni disponibili per la vendita	(33)		141	(64)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	(33)	(6)	16	(1)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(33)	352	(102)	(199)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(33)	(13)	7	1
Effetto fiscale	(33)	(128)	32	63
		<b>1.236</b>	<b>(624)</b>	<b>(2.071)</b>
<b>Totale altre componenti dell'utile complessivo</b>		<b>1.236</b>	<b>(720)</b>	<b>(2.049)</b>
<b>Totale utile complessivo dell'esercizio</b>		<b>9.039</b>	<b>7.956</b>	<b>2.923</b>
<b>Di competenza:</b>				
- azionisti Eni		8.097	7.096	3.164
- interessenze di terzi		942	860	(241)
		<b>9.039</b>	<b>7.956</b>	<b>2.923</b>



80136/520

## Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Patrimonio netto di Eni													
	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Accanto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2010	4.005	959	6.756	(174)	(3)	1.518	539	(6.756)	39.855	(1.811)	6.318	51.206	4.522	55.728
Utile dell'esercizio											6.860	6.860	943	7.803
Altre componenti dell'utile complessivo:														
<b>Componenti riclassificabili a conto economico</b>														
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro							1.000		31			1.031		1.031
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale					(5)							(5)		(5)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				223								223		223
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto						(12)						(12)	(1)	(13)
				223	(5)	(12)	1.000		31			1.237	(1)	1.236
Utile complessivo dell'esercizio				223	(5)	(12)	1.000		31		6.860	8.097	942	9.039
<b>Operazioni con gli azionisti:</b>														
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,50 per azione a saldo dell'acconto 2010 di €0,50 per azione)									1.811	(3.622)	(1.811)			(1.811)
Acconto sul dividendo (€0,52 per azione)									(1.884)		(1.884)			(1.884)
Attribuzione del dividendo di altre società													(571)	(571)
Destinazione utile residuo 2010								2.696		(2.696)				
Versamenti di azionisti terzi													26	26
Acquisto di interesenze di terzi relative ad Altergaz SA e Tigáz Zrt					(94)				(25)			(119)	(7)	(126)
Effetto relativo all'acquisizione da parte di Snam SpA di Italgas SpA					(5)							(5)	5	
Azioni proprie cedute da Eni a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti			(3)					3	3					3
Azioni proprie cedute da Saipem e Snam a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti						14			(10)			4	13	7
Interessenze di terzi uscite a seguito della cessione di Acqua Campania SpA e della perdita del controllo di Petromar Lda													(10)	(10)
			(3)			(85)		3	2.664	(73)	(6.318)	(3.812)	(544)	(4.356)
<b>Altri movimenti di patrimonio netto</b>														
Costo stock option									2			2		2
Diritti decaduti stock option									(7)			(7)		(7)
Altre variazioni									(14)			(14)	1	(13)
									(19)			(19)	1	(18)
Saldi al 31 dicembre 2011	4.005	959	6.753	49	(8)	1.421	1.539	(6.753)	42.531	(1.884)	6.860	55.472	4.921	60.393

## segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

## Patrimonio netto di Eni

(€ milioni)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2011		4.005	959	6.753	49	(8)		1.421	1.539	(6.753)	42.531	(1.884)	8.860	55.472	4.921	60.393
Modifiche dei criteri contabili (IAS 19)											(52)		(52)	(9)	(61)	
Saldi al 1° gennaio 2012		4.005	959	6.753	49	(8)		1.421	1.539	(6.753)	42.479	(1.884)	8.860	55.420	4.912	60.332
Utile dell'esercizio													7.790	7.790	886	8.676
<b>Altre componenti dell'utile complessivo</b>																
<b>Componenti non riclassificabili</b>																
<b>a conto economico</b>																
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(33)						(87)						(87)	(10)	(97)	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti al netto dell'effetto fiscale	(33)						(1)						(1)	2	1	
							(88)						(88)	(8)	(96)	
<b>Componenti riclassificabili</b>																
<b>a conto economico</b>																
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(33)							(597)		(104)			(701)	(17)	(718)	
Variazione valutazione al fair value di partecipazioni al netto dell'effetto fiscale	(33)				138								138		138	
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(33)				14								14		14	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(33)				(65)								(65)		(65)	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(33)						8						8	(1)	7	
					(65)	152	(88)	8	(597)	(104)			(606)	(18)	(624)	
Utile complessivo dell'esercizio					(65)	152	(88)	8	(597)	(104)			7.790	7.096	860	7.956
<b>Operazioni con gli azionisti</b>																
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,52 per azione a saldo dell'acconto 2011 di €0,52 per azione)												1.884	(3.268)	(1.884)		(1.884)
Acconto sul dividendo (€0,54 per azione)	(33)											(1.956)	(1.956)		(1.956)	
Attribuzione del dividendo di altre società														(686)	(686)	
Destinazione utile residuo 2011										3.092		(3.092)				
Effetti relativi alla cessione di Snam SpA										371			371	(1.602)	(1.231)	
Acquisto di interesenze di terzi relative ad Altagaz SA e Tigáz Zrt	(33)							(4)					(4)	(3)	(7)	
Azioni proprie cedute da Eni a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti	(33)			(1)						1	1		1		1	
Azioni proprie cedute da Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti	(33)							7					7	22	29	
				(1)				3		1	3.464	(72)	(6.860)	(3.465)	(2.269)	(5.734)
<b>Altri movimenti di patrimonio netto</b>																
Annullamento azioni proprie			(6.551)						6.551							
Ricostituzione riserva azioni proprie			6.000							(6.000)						
Diritti decaduti stock option											(7)		(7)		(7)	
Altre variazioni								(1.140)		1.156			16	(5)	11	
			(551)					(1.140)		6.551	(4.851)		9	(5)	4	
Saldi al 31 dicembre 2012	(33)	4.005	959	6.201	(16)	144	(88)	292	942	(201)	40.988	(1.956)	7.790	59.060	3.498	62.558

## segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

80136/522

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto di Eni														
		Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Accanto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2012	(33)	4.005	959	6.201	(16)	144	(88)	292	942	(201)	40.908	(1.956)	7.790	59.060	3.498	62.558
Utile dell'esercizio												5.160	5.160	(188)	4.972	
<b>Altre componenti dell'utile complessivo</b>																
<b>Componenti non riclassificabili a conto economico</b>																
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(33)						18						18	7	25	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti al netto dell'effetto fiscale	(33)						(1)						(1)	(2)	(3)	
							17						17	5	22	
<b>Componenti riclassificabili a conto economico</b>																
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(33)						(1)	(1.640)	(171)				(1.812)	(59)	(1.871)	
Variazione valutazione ai fair value di partecipazioni al netto dell'effetto fiscale	(33)				(62)								(62)		(62)	
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(33)				(1)								(1)		(1)	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(33)				(138)								(138)		(138)	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(33)													1	1	
					(138)	(63)	(1)	(1.640)	(171)				(2.013)	(58)	(2.071)	
Utile complessivo dell'esercizio					(138)	(63)	16	(1.640)	(171)			5.160	3.164	(241)	2.923	
<b>Operazioni con gli azionisti</b>																
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,54 per azione a saldo dell'acconto 2012 di €0,54 per azione)	(33)								(829)	1.956	(3.083)	(1.956)			(1.956)	
Accanto sul dividendo (€0,55 per azione)	(33)									(1.993)		(1.993)			(1.993)	
Attribuzione del dividendo di altre società														(251)	(251)	
Destinazione utile residuo 2012										4.207		(4.207)				
Acquisto di interessenze di terzi relative a Tigaz Zrt	(33)						4							(32)	(28)	
Versamenti e rimborsi da/ a azionisti terzi	(33)													(4)	(4)	
Azioni proprie cedute da Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti	(33)							4	3.878	(87)	(7.990)	(3.945)	(286)		(4.291)	
<b>Altri movimenti di patrimonio netto</b>																
Esclusione dall'area di consolidamento di Distribuidora de Gas Cuyana SA e Inversora de Gas Cuyana SA per perdita del controllo e della Finpipe GE per cessione														(23)	(23)	
Eliminazione di utili infragruppo tra società con diversa interessenza di Gruppo										(32)		(32)	32			
Dritti decaduti stock option										(13)		(13)			(13)	
Altre variazioni										(24)		(24)	(16)		(40)	
										(69)		(69)	(7)		(76)	
Saldi al 31 dicembre 2013	(33)	4.005	959	6.201	(154)	81	(72)	296	(698)	(201)	44.626	(1.993)	5.160	58.210	2.964	61.174

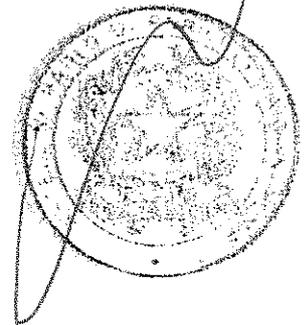
## Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2011	2012	2013
Utile netto - Continuing operations		7.877	4.944	4.972
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti	(37)	7.755	9.538	9.303
Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	(37)	1.030	4.023	2.400
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(39)	(500)	(278)	(252)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(1.176)	(875)	(3.770)
Dividendi	(39)	(659)	(431)	(400)
Interessi attivi		(99)	(108)	(155)
Interessi passivi		773	803	709
Imposte sul reddito	(40)	9.903	11.661	9.008
Altre variazioni		331	(1.945)	(1.878)
Variazioni del capitale di esercizio:				
- rimanenze	(1.400)	(1.395)		320
- crediti commerciali	218	(3.184)		(1.363)
- debiti commerciali	34	2.029		706
- fondi per rischi e oneri	109	338		58
- altre attività e passività	(657)	(1.161)		765
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(1.696)	(3.373)	486
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		(10)	11	5
Dividendi incassati		955	988	584
Interessi incassati		99	91	108
Interessi pagati		(927)	(825)	(944)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(9.893)	(11.868)	(9.307)
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations		13.763	12.356	10.969
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations		619	15	
Flusso di cassa netto da attività operativa		14.382	12.371	10.969
- di cui verso parti correlate	(43)	(639)	(1.542)	(3.354)
Investimenti:				
- attività materiali	(15)	(11.658)	(11.222)	(10.864)
- attività immateriali	(17)	(1.780)	(2.295)	(1.886)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(34)	(115)	(178)	(25)
- partecipazioni	(18)	(245)	(391)	(292)
- titoli		(62)	(17)	(5.048)
- crediti finanziari		(715)	(1.634)	(989)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		379	54	48
Flusso di cassa degli investimenti		(14.196)	(15.683)	(19.056)
Disinvestimenti:				
- attività materiali		154	1.229	514
- attività immateriali		41	61	16
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	(34)	1.006	3.521	3.401
- partecipazioni		711	1.203	2.429
- titoli		128	52	33
- crediti finanziari		695	1.578	1.565
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		243	(252)	155
Flusso di cassa dei disinvestimenti		2.978	7.392	8.113
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(11.218)	(8.291)	(10.943)
- di cui verso parti correlate	(43)	(800)	1.535	(398)

80136/524

## segue Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2011	2012	2013
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(27)	4.474	10.484	5.418
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(27)	(889)	(3.784)	(4.669)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(22)	(2.481)	(753)	1.029
		1.104	5.947	1.778
Apporti netti di capitale proprio da terzi		26		(4)
Cessione di azioni proprie		3		
Cessione di azioni proprie diverse dalla controllante		17	29	1
Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in imprese consolidate		(126)	604	(28)
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(3.695)	(3.840)	(3.949)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(552)	(539)	(251)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(3.223)	2.201	(2.453)
<i>- di cui verso parti correlate</i>	(43)	348	(94)	118
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(7)	(4)	(13)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		17	(12)	(37)
Flusso di cassa netto dell'esercizio		(49)	6.265	(2.477)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(7)	1.549	1.500	7.765
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	(7)	1.500	7.765	5.288



## Note al bilancio consolidato

### ● Criteri di redazione

Il bilancio consolidato è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05<sup>1</sup>. Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto e alla rilevazione dei Production Sharing Agreement e dei contratti di buyback. Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.

Il bilancio al 31 dicembre 2013, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 17 marzo 2014, è sottoposto alla revisione contabile da parte della Reconta Ernst & Young SpA. La Reconta Ernst & Young SpA, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.

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

### ● Principi di consolidamento

#### Imprese controllate

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle imprese italiane ed estere sulle quali Eni ha il diritto di esercitare, direttamente o indirettamente, il controllo, determinandone le scelte finanziarie e gestionali e di ottenerne i benefici relativi.

Nel caso di imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria, l'attività è finanziata pro-quota, sulla base di budget approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, ecc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico, inoltre, le relative obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. L'esclusione dal consolidamento di alcune società controllate, non significative né singolarmente né complessivamente, non ha comportato effetti rilevanti<sup>2</sup> ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale,

economica e finanziaria del Gruppo. Tali partecipazioni sono valutate secondo i criteri indicati al punto "Attività finanziarie".

I valori delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato a partire dalla data in cui se ne assume il controllo e fino alla data in cui tale controllo cessa di esistere. Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate con il metodo dell'integrazione globale sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate. Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci del patrimonio netto e del conto economico.

In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza positiva tra il costo di acquisto e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata nel patrimonio netto di competenza del Gruppo; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo. Differentemente, la cessione di quote che comporta la perdita del controllo determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione di patrimonio netto consolidato ceduta; (ii) dell'effetto della rivalutazione dell'eventuale partecipazione residua mantenuta per allinearla al relativo fair value; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico<sup>3</sup>. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il nuovo valore di iscrizione della partecipazione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione della partecipazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le imprese controllate congiuntamente con altri soci, le imprese collegate nonché le partecipazioni rilevanti, la cui informativa è prevista a norma dell'articolo 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni sono distintamente indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2013" che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione contabile da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato.

#### Business combination

Le operazioni di business combination sono rilevate secondo l'acquisition method. Il corrispettivo trasferito in una business combination è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al fair value delle attività trasferite, delle passività sostenute, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. I costi direttamente attribuibili all'operazione

[1] I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono sostanzialmente coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2013 in quanto le attuali differenze tra gli IFRS omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB riguardano fattispecie non presenti nella realtà del Gruppo, fatta eccezione per le disposizioni dell'IFRS 10 "Bilancio consolidato", dello IAS 27 "Bilancio separato", dell'IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto", dello IAS 28 "Partecipazioni in società collegate e joint venture" e dell'IFRS 12 "Informativa sulle partecipazioni in altre entità" (v. anche sezione "Principi contabili di recente emanazione"). Pertanto, le disposizioni dei sopracitati principi contabili rilevano ai fini della redazione dell'Annual Report on Form 20-F dell'esercizio 2013, considerato che, a partire dall'esercizio 2007, Eni si è avvalsa delle disposizioni SEC che consentono ai foreign private issuers di omettere la riconciliazione del risultato netto e del patrimonio netto determinati secondo gli IFRS ai valori che si sarebbero ottenuti in base agli US GAAP (cd. riconciliazione US GAAP) a condizione che l'Annual Report on Form 20-F sia redatto adottando i principi contabili internazionali emessi dallo IASB (ancorché non omologati dalla Commissione Europea).

[2] Secondo le disposizioni del Framework dei principi contabili internazionali: "l'informazione è rilevante se la sua omissione o errata presentazione può influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio".

[3] Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati agli utili a nuovo.

80136/526

sono rilevati a conto economico al momento del relativo sostenimento. Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro fair value<sup>4</sup>, fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza residua rispetto al costo di acquisto, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.

Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (cd. partial goodwill method); in alternativa, è rilevato l'intero ammontare del goodwill generato dall'acquisizione considerando, pertanto, anche la quota attribuibile alle interessenze di terzi (cd. full goodwill method); in quest'ultimo caso le interessenze di terzi sono espresse al loro complessivo fair value includendo pertanto anche il goodwill di loro competenza<sup>5</sup>. La scelta delle modalità di determinazione del goodwill (partial goodwill method o full goodwill method) è operata in maniera selettiva per ciascuna operazione di business combination.

Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemente detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico. Inoltre, in sede di assunzione del controllo, eventuali ammontari precedentemente rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo sono imputati a conto economico ovvero in un'altra posta del patrimonio netto, nel caso in cui non sia previsto il rigiro a conto economico.

Quando la determinazione dei valori delle attività e passività dell'acquisita è operata in via provvisoria nell'esercizio in cui la business combination è conclusa, i valori rilevati sono rettificati, con effetto retroattivo, non oltre i dodici mesi successivi alla data di acquisizione, per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di acquisizione.

## Operazioni infragruppo

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi e gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Gli utili non realizzati con società valutate secondo il metodo del patrimonio netto sono eliminati per la quota di competenza del Gruppo. In entrambi i casi, le perdite infragruppo non sono eliminate in quanto rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

## Conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro

I bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, che rappresenta la moneta funzionale del Gruppo, sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico i cambi medi dell'esercizio (fonte: Banca d'Italia).

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Riserva per differenze cambio da conversione" per la parte di competenza del Gruppo e alla voce "Interessenze di terzi" per la parte di competenza di terzi. La riserva per differenze di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero quando la partecipata cessa di essere qualificata come impresa controllata. In tali circostanze, la rilevazione a conto economico della riserva è effettuata nella voce "Altri proventi (oneri) su partecipazioni". All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione dismessa è attribuita al patrimonio netto di competenza delle interessenze di terzi.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella moneta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA. I principali cambi utilizzati per operare la conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro sono di seguito indicati:

[ammontare di valuta per €1]	Cambi medi dell'esercizio 2011	Cambi al 31 dicembre 2011	Cambi medi dell'esercizio 2012	Cambi al 31 dicembre 2012	Cambi medi dell'esercizio 2013	Cambi al 31 dicembre 2013
Dollaro USA	1,39	1,29	1,28	1,32	1,33	1,38
Sterlina inglese	0,87	0,84	0,81	0,82	0,85	0,83
Corona norvegese	7,79	7,75	7,48	7,35	7,81	8,36
Dollaro australiano	1,35	1,27	1,24	1,27	1,38	1,54
Forint ungherese	279,37	314,58	289,25	292,30	296,87	297,04

## ■ Criteri di valutazione

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

### Attività correnti

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista nonché le attività finanziarie originariamente esigibili entro 90 gior-

ni, prontamente convertibili in cassa e sottoposte a un irrilevante rischio di variazione di valore.

Le attività finanziarie disponibili per la vendita comprendono le attività finanziarie, diverse dai derivati, dai crediti, dalle attività finanziarie destinate al trading e da mantenersi sino alla scadenza;

Le attività finanziarie destinate al trading e le attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevate al fair value con imputazione degli effetti, rispettivamente, alla voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari" e alla riserva di patrimonio netto<sup>6</sup> afferente le altre componenti dell'utile complessivo. In quest'ultima fattispecie, le variazioni del fair value

(4) I criteri per la determinazione del fair value sono illustrati al successivo punto "Valutazioni al fair value".

(5) L'adozione del partial o del full goodwill method rileva anche nel caso di operazioni di business combination che comportano la rilevazione, a conto economico, di "goodwill negativi" (cd. gain on bargain purchase).

(6) Le variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita in valuta dovute a variazioni del tasso di cambio sono rilevate a conto economico.

rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto del realizzo o della svalutazione. L'obiettiva evidenza di svalutazioni è verificata considerando, tra l'altro, rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte; le riduzioni di valore dell'attività sono incluse nel valore di iscrizione.

Gli interessi maturati e i dividendi deliberati relativi ad attività finanziarie valutate al fair value sono rilevati per competenza economica rispettivamente alle voci "Proventi (oneri) finanziari" e "Altri proventi (oneri) su partecipazioni". Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

I crediti sono valutati secondo il metodo del costo ammortizzato (v. punto successivo "Attività finanziarie").

Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando il diritto a ricevere i flussi di cassa è trasferito unitamente a tutti i rischi e benefici associati alla proprietà.

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, differenti dai lavori in corso su ordinazione, sono iscritte al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Le rimanenze derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e dell'ottenimento di benefici economici derivanti dalle fluttuazioni del prezzo, sono valutate al fair value al netto dei costi di vendita.

Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su base mensile; quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.

I lavori in corso su ordinazione sono valutati sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost). Gli acconti versati dai committenti sono detratti dal valore delle rimanenze nei limiti dei corrispettivi maturati; la parte eccedente il valore delle rimanenze è iscritta nelle passività. Le perdite delle commesse sono rilevate interamente nell'esercizio in cui sono considerate probabili. I lavori in corso su ordinazione non fatturati i cui corrispettivi sono pattuiti in moneta diversa dall'euro sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con imputazione degli effetti a conto economico.

In presenza di clausole di "take or pay" all'interno di contratti di approvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinino l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred costs" in contropartita alla voce "Altri debiti" ovvero all'esborso effettuato per il relativo regolamento. I deferred costs stanziati

ti sono imputati a conto economico: (i) all'atto dell'effettivo ritiro del gas naturale, partecipando alla determinazione del costo medio ponderato del magazzino; (ii) per la parte non recuperabile quando si configura l'impossibilità di ritirare il gas precedentemente non prelevato secondo le tempistiche contrattualmente previste. Inoltre, i deferred costs stanziati sono oggetto di valutazione, al fine di verificarne la recuperabilità economica, confrontando il loro valore di iscrizione con il relativo valore netto di realizzo determinato in analogia a quanto indicato per le rimanenze. Gli strumenti di copertura sono indicati al punto "Strumenti finanziari derivati".

## Attività non correnti

### Attività materiali<sup>8</sup>

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto.

In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione è indicato al punto "Fondi per rischi e oneri"<sup>9</sup>. Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I beni assunti in leasing finanziario, ovvero relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un leasing finanziario prevedono il trasferimento sostanziale dei benefici e rischi della proprietà, sono iscritti al fair value, al netto dei contributi di spettanza del conduttore, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, tra le attività materiali in contropartita al debito finanziario verso il locatore e ammortizzati secondo i criteri di seguito indicati. Quando non vi è la ragionevole certezza di esercitare il diritto di riscatto, l'ammortamento è effettuato nel periodo più breve tra la durata della locazione e la vita utile del bene.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene.

Le attività materiali, a partire dal momento in cui inizia o avrebbe dovuto iniziare l'utilizzazione del bene, sono ammortizzate sistematicamente a quote costanti lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa. Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammor-

(7) Gli interessi attivi maturati su attività finanziarie destinate al trading concorrono alla valutazione complessiva del fair value dello strumento e sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading". Differentemente, gli interessi attivi maturati su attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi finanziari".

(8) I criteri relativi alla rilevazione e valutazione delle attività minerarie sono indicati al punto "Attività minerarie".

(9) Queste passività riguardano essenzialmente il settore Exploration & Production; i costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali dei settori Refining & Marketing, Gas & Power e Versalis, tenuto conto dell'indeterminata natura del momento temporale di abbandono degli asset, che impedisce di stimare i relativi costi attualizzati di abbandono, sono rilevati quando è determinabile la data dell'effettivo sostenimento dell'onere e l'ammontare dell'obbligazione può essere attendibilmente stimato. Al riguardo Eni valuta periodicamente le condizioni di svolgimento dell'attività al fine di verificare il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che possano comportare la necessità di rilevare costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali dei settori Refining & Marketing, Gas & Power e Versalis.

80136/528

tizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. successivo punto "Attività destinate alla vendita e discontinued operations"). Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'asset, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.

I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute. Quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione del valore delle attività materiali, la loro recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile del bene, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. I flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) sono determinati sulla base della stima dei prezzi a termine desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del management Eni per gli anni successivi. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato, come di seguito indicato, del rischio Paese specifico in cui si trova l'asset oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio Paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da provider esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti ai settori Gas & Power e Ingegneria & Costruzioni, tenuto conto della differente rischiosità espressa da questi settori rispetto a quella complessiva Eni, sono definiti specifici WACC (per Gas & Power sulla base di un campione di società operanti nel medesimo settore; per Ingegneria & Costruzioni sulla base della quotazione di mercato); il WACC del settore Gas & Power è anch'esso rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività, il WACC del settore Ingegneria & Costruzioni non è rettificato per il rischio Paese specifico in quanto il capitale investito del settore si riferisce prevalentemente a beni mobili il cui utilizzo non è vincolato a uno specifico Paese. Per gli altri settori, tenuto conto della sostanziale coincidenza della rischiosità con quella complessiva Eni, è utilizzato il medesimo tasso di sconto. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di

cassa al lordo delle imposte a un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dall'utilizzo continuativo (cd. cash generating unit). Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico come rivalutazione (ripristino di valore). La rivalutazione è effettuata al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state stanziare qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

#### Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill quando acquisito a titolo oneroso. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dal goodwill; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile a un diritto legale o contrattuale; oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri.

Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui le attività saranno utilizzate dall'impresa; per il valore da ammortizzare e la recuperabilità del valore di iscrizione valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Il goodwill e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile<sup>10</sup>, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro-quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripristino di valore<sup>11</sup>.

I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività sia in grado di produrre benefici economici futuri.

Le attività immateriali includono, inoltre, le attività relative agli accordi per servizi in concessione tra settore pubblico e privato (cd. service con-

[10] Per la definizione di valore recuperabile v. punto "Attività materiali".

[11] La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno anche nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

cession arrangements) relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione in cui il concedente: (i) controlla o regola i servizi forniti dall'operatore tramite l'infrastruttura e il relativo prezzo da applicare; (ii) controlla – attraverso la proprietà, la titolarità di benefici o in altro modo – qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura al termine della concessione. In base ai termini degli accordi, l'operatore detiene il diritto di utilizzo dell'infrastruttura, controllata dal concedente, al fine di erogare il servizio pubblico<sup>12</sup>.

#### Attività mineraria<sup>13</sup>

##### Acquisizione di titoli minerari

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve probabili, riserve possibili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

I costi del potenziale esplorativo, rappresentati dai costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma), sono rilevati alla voce "Attività immateriali" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione previsto dal contratto. Se l'esplorazione è abbandonata, il costo residuo è rilevato a conto economico.

I costi di acquisizione delle riserve certe, delle riserve probabili e delle riserve possibili sono rilevati all'attivo patrimoniale. I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo dell'unità di prodotto (UOP), come indicato al successivo punto "Sviluppo", considerando sia le riserve sviluppate, sia quelle non sviluppate. I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di esplorazione; in caso di esito negativo, sono rilevati a conto economico.

##### Esplorazione

I costi sostenuti per accertare l'esistenza di un nuovo giacimento, sia prima dell'acquisizione dei titoli minerari, sia successivamente alla stessa (prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, perforazione di pozzi esplorativi, acquisizione di dati sismici rilevati da terzi, ecc.), sono rilevati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti.

##### Sviluppo

I costi di sviluppo sostenuti per l'accertamento di riserve certe e la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati, prevalentemente, con il metodo UOP perché la loro vita utile è strettamente correlata alle disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Secondo tale metodo, i costi residui al termine di ciascun trimestre sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme

che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate.

I costi relativi ai pozzi di sviluppo con esito minerario negativo o incidentati sono rilevati a conto economico come minusvalenze da raddiazione.

Le svalutazioni e le rivalutazioni dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

##### Produzione

I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, trasporto, ecc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

##### Production Sharing Agreements e contratti di buyback

Le riserve relative ai Production Sharing Agreements e ai contratti di buyback sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (cost oil) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate non destinate al rimborso dei costi sostenuti dal contrattista (profit oil). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni di spettanza (cost oil e profit oil) sono rilevati per competenza economica, i costi sostenuti relativi all'attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in precedenza. Le quote di produzioni e di riserve di spettanza tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedono che l'onere tributario a carico della società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della società a valere sulla quota di profit oil. In relazione a ciò, è rilevato l'incremento dell'imponibile, tramite l'aumento dei ricavi, e il corrispondente stanziamento dell'onere di imposta.

##### Chiusura e abbandono dei pozzi

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo UOP.

##### Contributi

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono. I contributi in conto esercizio sono rilevati a conto economico per competenza, coerentemente con il sostenimento dei costi cui sono correlati.

##### Attività finanziarie

##### Partecipazioni

Le partecipazioni in imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, in imprese controllate congiuntamente e in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto<sup>14</sup>.

[12] Quando l'operatore ha il diritto contrattuale incondizionato a ricevere disponibilità liquide o altre attività finanziarie da parte del concedente o da un soggetto individuato dal concedente stesso, i corrispettivi ricevuti o da ricevere da parte dell'operatore per le attività di costruzione/miglioria dell'infrastruttura sono rilevati come un'attività finanziaria.

[13] I principi contabili internazionali non stabiliscono criteri specifici di rilevazione e valutazione delle attività minerarie. Eni ha mantenuto i criteri di rilevazione e valutazione delle attività di esplorazione e valutazione delle riserve minerarie adottati precedentemente all'introduzione degli IFRS, come consentito dall'IFRS 6 "Esplorazione e valutazione delle riserve minerarie".

[14] Nel caso di assunzione di un collegamento (controllo congiunto) in fasi successive, la partecipazione è iscritta per l'importo corrispondente a quello derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto come se lo stesso fosse stato applicato sin dall'origine; l'effetto della "rivalutazione" del valore di iscrizione delle quote di partecipazione detenute precedentemente all'assunzione del collegamento (controllo congiunto) è rilevato a patrimonio netto.

80136/530

Le imprese controllate congiuntamente sono quelle sulle quali Eni determina, congiuntamente con altri soci, le scelte finanziarie e gestionali al fine di ottenerne i relativi benefici. Le imprese collegate sono quelle sulle quali Eni esercita un'influenza notevole intesa come il potere di partecipare alla determinazione delle scelte finanziarie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto.

In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo di acquisto, attribuendo l'eventuale differenza tra il costo sostenuto e la quota di interessenza nel fair value delle attività nette identificabili della partecipata in modo analogo a quanto previsto per le business combination. Successivamente il valore di iscrizione è adeguato per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipante dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione; e (ii) della quota di pertinenza delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata. Le variazioni del patrimonio netto di una partecipata, diverse da quelle afferenti al risultato economico e alle altre componenti dell'utile complessivo, sono rilevate a conto economico quando rappresentano nella sostanza gli effetti di una cessione di un interest nella partecipata. I dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento (v. anche paragrafo "Principi di consolidamento"). In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività correnti"), la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile determinato adottando i criteri indicati al punto "Attività materiali". Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, le imprese controllate congiuntamente e le imprese collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi (oneri) su partecipazioni".

La cessione di quote di partecipazione che comporta la perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione del valore di iscrizione ceduta; (ii) dell'effetto della rivalutazione dell'eventuale partecipazione residua mantenuta per allinearla al relativo fair value; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico<sup>15</sup>. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, rappresenta il nuovo valore di iscrizione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

Le altre partecipazioni iscritte tra le attività non correnti sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Le quote di partecipazioni a servizio di prestiti obbligazionari convertibili in azioni Galp e Snam sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, in applicazione della fair value option, al fine di ridurre significativamente l'accounting mismatch con la rilevazione dell'opzione di conversione, im-

plicità nel prestito obbligazionario convertibile, valutata al fair value con imputazione delle variazioni di valore a conto economico.

Quando le partecipazioni non sono quotate in un mercato regolamentato e il fair value non può essere attendibilmente determinato, le stesse sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino<sup>16</sup>.

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprire le perdite.

**Crediti e attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza**  
I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono iscritti al costo rappresentato dal fair value del corrispettivo iniziale dato in cambio, incrementato dei costi di transazione (es. commissioni, consulenze, ecc.). Il valore di iscrizione iniziale è successivamente rettificato per tener conto dei rimborsi in quota capitale, delle eventuali svalutazioni e dell'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore di iscrizione iniziale; l'ammortamento è effettuato sulla base del tasso di interesse effettivo rappresentato dal tasso che rende uguali, al momento della rilevazione iniziale, il valore attuale dei flussi di cassa attesi e il valore di iscrizione iniziale (cd. metodo del costo ammortizzato). I crediti originati da beni concessi in leasing finanziario sono rilevati per l'importo corrispondente al valore attuale dei canoni di locazione e del prezzo di riscatto ovvero dell'eventuale valore residuo del bene; l'attualizzazione è effettuata adottando il tasso implicito del leasing.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività correnti"), la svalutazione è determinata confrontando il relativo valore di iscrizione con il valore attuale dei flussi di cassa attesi attualizzati al tasso di interesse effettivo definito al momento della rilevazione iniziale, ovvero al momento del suo aggiornamento per riflettere i repricing contrattualmente previsti. I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono esposti al netto degli accantonamenti effettuati al fondo svalutazione; quando la riduzione di valore dell'attività è accertato, il fondo svalutazione è utilizzato a fronte oneri, diversamente è utilizzato per esuberanza. Gli effetti economici della valutazione al costo ammortizzato sono rilevati alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

#### Attività destinate alla vendita e discontinued operations

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni. Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.

Le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value, ridotto degli oneri di vendita. La classificazione come destinate alla vendita di partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto

[15] Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata congiunta o collegata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati agli utili a nuovo.

[16] La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno anche nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

implica la sospensione dell'applicazione di tale criterio di valutazione; pertanto, in queste fattispecie, il valore di iscrizione è fatto pari al valore derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto alla data della riclassifica. L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione e il fair value ridotto degli oneri di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita. Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione, classificate come destinate alla vendita, costituiscono una discontinued operation se, alternativamente: (i) rappresentano un ramo autonomo di attività significativo o un'area geografica di attività significativa; (ii) fanno parte di un programma di dismissione di un significativo ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività significativa; o (iii) sono una controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita. I risultati delle discontinued operations, nonché l'eventuale plusvalenza/minusvalenza realizzata a seguito della dismissione, sono indicati distintamente nel conto economico in un'apposita voce, al netto dei relativi effetti fiscali; i valori economici delle discontinued operations sono indicati anche per gli esercizi posti a confronto.

In presenza di un programma di vendita di una controllata che comporta la perdita del controllo, tutte le attività e passività di tale partecipata sono classificate come destinate alla vendita, a prescindere dal fatto che, dopo la cessione, si mantenga o meno una quota di partecipazione.

## Passività finanziarie

I debiti sono valutati con il metodo del costo ammortizzato (v. precedente punto "Attività finanziarie"). Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

## Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza. Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente. Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando al tasso medio del debito dell'impresa i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari". Quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività cui si riferisce; l'imputazione a conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento.

I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.

I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento ovvero, quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), le variazioni di stima del fondo sono rilevate in contropartita alle attività cui si riferiscono nei limiti dei relativi valori di iscrizione; l'eventuale eccedenza è rilevata a conto economico.

Nella nota n. 28 - Fondi per rischi e oneri, sono illustrate le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili, ma non probabili, derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso.

## Fondi per benefici ai dipendenti

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti". Nei programmi a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici.

Gli interessi netti (cd. net interest) includono la componente di rendimento delle attività al servizio del piano e del costo per interessi da rilevare a conto economico. Il net interest è determinato applicando alle passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività; il net interest di piani a benefici definiti è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari".

Per i piani a benefici definiti sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore della passività netta (cd. rivalutazioni) derivanti da utili (perdite) attuariali, conseguenti a variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o a rettifiche basate sull'esperienza passata, e dal rendimento delle attività al servizio del piano differente dalla componente inclusa nel net interest. In presenza di attività nette sono inoltre rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore differenti dalla componente inclusa nel net interest.

Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle rivalutazioni sono rilevati interamente a conto economico.

## Azioni proprie

Le azioni proprie sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

80136/532

## Ricavi e costi

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di servizi sono rilevati quando si verifica l'effettivo trasferimento dei rischi e dei vantaggi rilevanti tipici della proprietà o al compimento della prestazione. Relativamente ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide:

- per i greggi, generalmente con la spedizione;
- per il gas naturale, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite di prodotti petroliferi, generalmente con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, generalmente con la spedizione.

I ricavi sono rilevati al momento della spedizione quando a quella data i rischi di perdita sono trasferiti all'acquirente.

I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti in proporzione alla quantità prodotta di spettanza (entitlement method); i ricavi e i costi connessi al ritiro di quantità inferiori o superiori rispetto alle quote di spettanza sono valorizzati ai prezzi correnti alla chiusura dell'esercizio.

Gli stanziamenti di ricavi relativi a servizi parzialmente resi sono rilevati per il corrispettivo maturato, sempre che sia possibile determinarne attendibilmente lo stadio di completamento e non sussistano incertezze di rilievo sull'ammontare e sull'esistenza del ricavo e dei relativi costi; diversamente sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti recuperabili.

I corrispettivi maturati nell'esercizio relativi ai lavori in corso su ordinazione sono iscritti sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost). Con riferimento agli accordi per servizi in concessione (v. precedente punto "Attività immateriali") nei casi in cui la tariffa dei servizi resi non consenta l'attendibile distinzione tra la remunerazione per l'attività di costruzione/miglioria dell'infrastruttura e quella di gestione e in assenza di benchmark di riferimento, i ricavi afferenti all'attività di costruzione/miglioria sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti.

Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (claims), derivanti ad esempio da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.

Le attività materiali, differenti da quelle utilizzate nell'ambito dei servizi in concessione, trasferite dai clienti (o realizzate con le disponibilità trasferite dai clienti) e funzionali al loro collegamento a una rete per la somministrazione di una fornitura sono rilevate al relativo fair value in contropartita ai ricavi di conto economico. Quando l'accordo prevede la prestazione di una pluralità di servizi (es. allacciamento e fornitura di beni) è verificato a fronte di quale servizio fornito è stata trasferita l'attività dal cliente e, coerentemente, la rilevazione del ricavo è operata all'atto dell'allacciamento ovvero lungo la minore tra la durata della fornitura e la vita utile dell'asset.

I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo ricevuto o da ricevere, al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse.

In presenza di programmi di fidelizzazione della clientela, i punti premio assegnati sono rilevati come una componente separata della transazione di vendita con cui sono attribuiti. Pertanto, la parte del ricavo corrispondente al fair value dei punti premio assegnati è rilevata in contropartita alla voce "Altre passività"; tale passività è riversata a conto economico nell'esercizio in cui avviene l'utilizzo dei punti premio da parte della clientela o ne decade il relativo diritto.

Le permutate tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi e costi.

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

I costi relativi alle quote di emissione, determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alla quota di emissioni di anidride carbonica eccedenti le quote assegnate. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali al netto dell'eventuale saldo negativo tra emissioni effettuate e quote assegnate. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. In caso di cessione, ove presenti, si ritengono venduti per primi i diritti di emissione acquistati. I crediti monetari assegnati in sostituzione dell'assegnazione gratuita di quote di emissione sono rilevati in contropartita alla voce "Altri ricavi e proventi" del conto economico.

I canoni relativi a leasing operativi sono imputati a conto economico lungo la durata del contratto.

I costi per il personale includono, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono, le stock option assegnate ai dirigenti. Il costo è determinato con riferimento al fair value del diritto assegnato al dirigente alla data di assunzione dell'impegno e non è oggetto di successivo adeguamento; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il periodo cui è riferita l'incentivazione (cd. vesting period)<sup>17</sup>. Il fair value delle stock option è rappresentato dal valore dell'opzione determinato applicando adeguate tecniche di valutazione che tengono conto delle condizioni di esercizio del diritto, del valore corrente dell'azione, della volatilità attesa e del tasso d'interesse privo di rischio. Il fair value delle stock option è rilevato in contropartita alla voce "Altre riserve".

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale (v. anche punto "Attività immateriali") sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

## Differenze cambio

I ricavi e i costi relativi a operazioni in moneta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta. Le attività e passività monetarie in moneta diversa da quella funzionale sono convertite nella moneta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento con imputazione dell'effetto a conto economico. Le attività e passività non monetarie espresse in moneta diversa da quella funzionale valutate al costo sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

[17] Periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data a partire dalla quale l'opzione può essere esercitata.

## Dividendi

I dividendi sono rilevati alla data di assunzione della delibera da parte dell'assemblea, salvo quando sia ragionevolmente certa la cessione delle azioni prima dello stacco della cedola.

## Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Passività per imposte sul reddito correnti". I debiti e i crediti tributari per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle Autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali sulla base delle aliquote e della normativa approvata o sostanzialmente tali per gli esercizi futuri. L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è considerato probabile; in particolare la recuperabilità delle imposte anticipate è considerata probabile quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali.

In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate, controllate congiuntamente e collegate, la relativa fiscalità differita passiva non viene rilevata nel caso in cui il partecipante è in grado di controllare il rigiro delle differenze temporanee ed è probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le relative imposte correnti, anticipate e differite sono anch'esse rilevate a patrimonio netto.

## Strumenti finanziari derivati

Gli strumenti finanziari derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. embedded derivatives) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al fair value.

I derivati sono designati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, è elevata. Quando i derivati di copertura coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), i derivati sono valutati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere, a conto economico, le variazioni del fair value associate al rischio coperto, indipendentemente dalla previsione di un diverso criterio di valutazione applicabile generalmente alla tipologia di strumento.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa de-

gli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge; es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta.

Le variazioni del fair value dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura sono rilevate a conto economico. In particolare, le variazioni del fair value dei derivati non di copertura su tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari"; diversamente, le variazioni del fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura su commodity sono rilevate nella voce di conto economico "Altri proventi (oneri) operativi". Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodities stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (cd. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

## Valutazioni al fair value

Il fair value è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare transazione tra operatori di mercato (ossia non in una liquidazione forzata o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (cd. exit price). La determinazione del fair value è basata sulle condizioni di mercato esistenti alla data della valutazione e sulle assunzioni degli operatori di mercato (market-based). La valutazione del fair value suppone che l'attività o la passività sia scambiata nel mercato principale o, in assenza dello stesso, nel più vantaggioso a cui l'impresa ha accesso, indipendentemente dall'intenzione della società di vendere l'attività o di trasferire la passività oggetto di valutazione.

La determinazione del fair value di un'attività non finanziaria è effettuata considerando la capacità degli operatori di mercato di generare benefici economici impiegando tale attività nel suo massimo e migliore utilizzo o vendendola a un altro operatore di mercato che la impiegherebbe nel suo massimo e migliore utilizzo.

La determinazione del massimo e migliore utilizzo dell'asset è effettuata dal punto di vista degli operatori di mercato anche nell'ipotesi in cui l'impresa intenda effettuare un utilizzo differente; si presume che l'utilizzo corrente da parte della società di un'attività non finanziaria sia il massimo e migliore utilizzo della stessa, a meno che il mercato o altri fattori non suggeriscano che un differente utilizzo da parte degli operatori di mercato sia in grado di massimizzarne il valore.

La valutazione del fair value di una passività, sia finanziaria sia non finanziaria o di uno strumento di equity, in assenza di un prezzo quotato, è effettuata considerando la valutazione della corrispondente attività posseduta da un operatore di mercato alla data della valutazione.

Il fair value di una passività riflette l'effetto di un rischio di inadempimento; il rischio di inadempimento comprende, tra l'altro, il rischio di credito dell'entità stessa.

In assenza di quotazioni di mercato disponibili, il fair value è determinato utilizzando tecniche di valutazione, adeguate alle circostanze, che massimizzino l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

80136/536

## ■ Schemi di bilancio e modifica dei criteri contabili

### Schemi di bilancio<sup>18</sup>

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura<sup>19</sup>.

Il prospetto dell'utile complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto.

Il prospetto delle variazioni del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

### Modifica dei criteri contabili

Con il Regolamento n. 475/2012 emesso dalla Commissione Europea in data 5 giugno 2012, è stata omologata la nuova versione dello IAS 19 "Benefici per i dipendenti" (di seguito IAS 19). Le nuove disposizioni dello IAS 19 sono applicate con effetto retroattivo rettificando i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2012 e i dati economici del 2012.

Nel bilancio consolidato, l'applicazione delle nuove disposizioni dello IAS 19 ha comportato rispettivamente, al lordo e al netto dell'effetto fiscale: (i) una riduzione del patrimonio netto al 1° gennaio 2012 di €123 milioni e €61 milioni; (ii) una riduzione del patrimonio netto al 31 dicembre 2012 di €269 milioni ed €155 milioni, di cui €149 milioni e €96 milioni relativi agli utili e alle perdite attuariali 2012 rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo. L'effetto sul conto economico 2012 non è significativo. La rappresentazione del "net interest" dei piani a benefici definiti tra i "Proventi (oneri) finanziari", in luogo della precedente rappresentazione come componente del costo lavoro, ha determinato una variazione positiva dell'utile operativo dell'esercizio 2012 di €45 milioni.

Inoltre, a partire dal 1° gennaio 2013 è entrato in vigore l'IFRS 13 "Valutazione del fair value" (omologato dalla Commissione Europea con Regolamento n. 1255/2012 dell'11 dicembre 2012) che definisce un framework unico per le valutazioni al fair value, richieste o consentite da parte di altri IFRS e per l'informativa di bilancio. L'applicazione delle disposizioni dell'IFRS 13 non ha prodotto effetti significativi.

## ■ Utilizzo di stime contabili

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessivi e/o soggettivi, stime basate su esperienze passate e ipotesi considerate ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore d'iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Di seguito sono indicate le stime

contabili critiche del processo di redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali perché comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerte. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

### Attività mineraria

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima. Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste dà la Direzione Aziendale. Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando sono stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Inizialmente tutte le riserve classificate come certe sono categorizzate come riserve certe non sviluppate. Il successivo passaggio da riserve certe non sviluppate a sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza del first oil. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.

La produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta dai pozzi e le analisi di giacimento successive possono comportare delle revisioni significative in aumento o in diminuzione. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sui volumi delle riserve certe rispetto alla stima iniziale e, nel caso di Production Sharing Agreement e contratti di buyback sulle produzioni e sulle riserve di spettanza. Conseguentemente, la stima delle riserve potrebbe differire in misura significativa rispetto alle quantità di idrocarburi che saranno effettivamente estratte. Le stime delle riserve sono utilizzate nella determinazione degli ammortamenti e delle svalutazioni. I tassi di ammortamento delle attività petrolifere in base al metodo UOP sono calcolati come rapporto tra la quantità di idrocarburi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate a fine trimestre aumentate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa. Le stime delle riserve sono utilizzate anche nel calcolo dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione. Quanto maggiore è la consistenza delle riserve, tanto minore è la probabilità che le attività siano oggetto di svalutazione.

### Svalutazioni

Le attività sono svalutate quando eventi o modifiche delle circostanze facciano ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile. Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative, ridotto utilizzo degli impianti e, per gli asset minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve certe o incrementi significativi delle stime dei costi di sviluppo. La decisione se pro-

[18] Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nella Relazione Finanziaria annuale 2012, fatta eccezione per: (i) il prospetto dell'utile complessivo dove, per effetto dell'entrata in vigore delle modifiche allo IAS 1 "Presentazione del bilancio", le componenti dell'utile complessivo sono raggruppate sulla base della possibilità di una loro riclassifica a conto economico secondo quanto disposto dagli IFRS di riferimento (cd. reclassification adjustments); (ii) l'applicazione delle nuove disposizioni dello IAS 19 i cui effetti sono indicati nella nota "Modifica dei criteri contabili".

[19] Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate alla nota 35 - Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari.

cedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali l'andamento futuro dei prezzi, l'impatto dell'inflazione e dei miglioramenti tecnologici sui costi di produzione, i profili produttivi e le condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale. Analoghe considerazioni rilevano ai fini della verifica della recuperabilità fisica delle attività rilevate in bilancio (deferred costs – v. anche punto "Attività correnti") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirati a fronte di contratti di approvvigionamento a lungo termine che prevedono clausole di "take or pay", nonché ai fini della verifica della recuperabilità delle imposte anticipate.

La svalutazione è determinata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'utilizzo dell'attività al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata. Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati tenendo conto principalmente delle riserve certe sviluppate e non sviluppate, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione.

I flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) sono determinati sulla base della stima dei prezzi a termine desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine a supporto del processo di pianificazione strategica del management Eni per gli anni successivi. La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodities, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi, alla domanda di mercato e altri fattori. Il tasso di sconto riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflessi nelle stime dei flussi di cassa.

Il goodwill e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità dei loro valori di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato (cash generating unit) al quale il goodwill può essere attribuito su base ragionevole e coerente; tale aggregato rappresenta la base sulla quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento. Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill ad essa attribuito è superiore al valore recuperabile, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit.

#### Smantellamento e ripristino siti

Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sen-

sibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La criticità delle stime contabili degli oneri di smantellamento e di ripristino dipende anche dalla tecnica di contabilizzazione di tali oneri il cui valore attuale è inizialmente capitalizzato insieme al costo dell'attività a cui ineriscono in contropartita al fondo rischi. Successivamente il valore del fondo rischi è aggiornato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima a seguito di modifiche dei flussi di cassa attesi, della tempistica della loro realizzazione nonché dei tassi di attualizzazione adottati. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

#### Business combination

La rilevazione delle operazioni di business combination implica l'attribuzione alle attività e passività dell'impresa acquisita della differenza tra il costo di acquisto e il valore netto contabile. Per la maggior parte delle attività e delle passività, l'attribuzione della differenza è effettuata rilevando le attività e le passività al loro fair value. La parte non attribuita se positiva è iscritta a goodwill, se negativa è imputata a conto economico. Nel processo di attribuzione Eni si avvale delle informazioni disponibili e, per le business combination più significative, di valutazioni esterne.

#### Passività ambientali

Come le altre società del settore, Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente. Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi vigenti in materia; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controverse e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

#### Fondi per benefici ai dipendenti

I programmi a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di ritiro e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte.

Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione che rappresentano i tassi in base ai quali l'obbligazione nei confronti dei dipendenti potrebbe essere effettivamente adempiuta, si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari corporate di elevata qualità (ovvero, in assenza di un "deep market" di tali titoli, sui rendimenti dei titoli di stato) e sulle aspettative inflazionistiche dei Paesi interessati; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la

80136536

produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, e le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto.

Normalmente si verificano differenze nel valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti derivanti dalle cd. rivalutazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalla differenza tra le ipotesi attuariali precedentemente adottate e quelle che si sono effettivamente realizzate e dal differente rendimento delle attività al servizio del piano rispetto a quello considerato nel net interest. Le rivalutazioni sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo per i piani a benefici definiti e a conto economico per i piani a lungo termine.

#### Fondi

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, e le passività relative ai benefici per i dipendenti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e fiscali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

#### Riconoscimento dei ricavi

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni sono riconosciuti sulla base dei corrispettivi pattuiti in proporzione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost). La stima del margine di commessa atteso (future gross profit) identificato come differenza tra i ricavi previsti dal contratto e i costi direttamente imputabili alla commessa è un processo complesso di valutazione che include l'identificazione dei diversi rischi inerenti le attività previste nelle diverse aree geografiche di operatività, le condizioni di mercato e ogni altro elemento utile per quantificare con sufficiente precisione i futuri costi e i tempi attesi per il completamento del progetto. Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (claims), derivanti ad esempio da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas a clientela retail comprendono lo stanziamento per le forniture intervenute tra la data dell'ultima lettura e il termine dell'esercizio ma non ancora fatturate. Tali stanziamenti tengono conto delle informazioni dei trasportatori e distributori sulle quantità allocate ai fini della distribuzione e della differenza rispetto alle quantità fatturate, nonché degli altri fattori, considerati dal management, che possono influire sui consumi oggetto di stima.

## Principi contabili di recente emanazione

**Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e omologati dalla Commissione Europea**

Con il Regolamento n. 1254/2012, emesso dalla Commissione Europea

in data 11 dicembre 2012, sono stati omologati l'IFRS 10 "Bilancio consolidato" (di seguito "IFRS 10") e la versione aggiornata dello IAS 27 "Bilancio separato" (di seguito "IAS 27") che stabiliscono, rispettivamente, i principi da adottare per la presentazione e la preparazione del bilancio consolidato e del bilancio separato. Le disposizioni dell'IFRS 10 forniscono, tra l'altro, una nuova definizione di controllo da applicarsi in maniera uniforme a tutte le imprese (ivi incluse le società veicolo). Secondo tale definizione, un'impresa è in grado di esercitare il controllo se è esposta o ha il diritto a partecipare ai risultati (positivi e negativi) della partecipata e se è in grado di esercitare il suo potere per influenzarne i risultati economici. Il principio fornisce alcuni indicatori da considerare ai fini della valutazione dell'esistenza del controllo che includono, tra l'altro, diritti potenziali, diritti meramente protettivi, l'esistenza di rapporti di agenzia o di franchising. Le nuove disposizioni, inoltre, riconoscono la possibilità di esercitare il controllo su una partecipata anche in assenza della maggioranza dei diritti di voto per effetto della dispersione dell'azionariato o di un atteggiamento passivo da parte degli altri investitori. Le disposizioni dell'IFRS 10 e della nuova versione dello IAS 27 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2014.

Con il Regolamento n. 1254/2012 emesso dalla Commissione Europea in data 11 dicembre 2012 sono stati omologati l'IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto" (di seguito "IFRS 11") e la versione aggiornata dello IAS 28 "Partecipazioni in società collegate e joint venture" (di seguito "IAS 28"). L'IFRS 11 individua, sulla base dei diritti e delle obbligazioni in capo ai partecipanti, due tipologie di accordi, le joint operation e le joint venture, e disciplina il conseguente trattamento contabile da adottare per la loro rilevazione in bilancio. Con riferimento alla rilevazione delle joint venture, le nuove disposizioni indicano, quale unico trattamento consentito, il metodo del patrimonio netto, eliminando la possibilità di utilizzo del consolidamento proporzionale. La partecipazione a una joint operation comporta la rilevazione delle attività/passività e dei costi/ricavi connessi all'accordo sulla base dei diritti/obblighi spettanti indipendentemente dall'interessenza partecipativa detenuta. La versione aggiornata dello IAS 28 definisce, tra l'altro, il trattamento contabile da adottare in caso di vendita totale o parziale di una partecipazione in un'impresa controllata congiuntamente o collegata. Le disposizioni dell'IFRS 11 e della nuova versione dello IAS 28 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2014.

Con il Regolamento n. 1254/2012 emesso dalla Commissione Europea in data 11 dicembre 2012 è stato omologato l'IFRS 12 "Informativa sulle partecipazioni in altre entità" (di seguito "IFRS 12") che disciplina l'informativa da fornire in bilancio in merito alle imprese controllate e collegate, alle joint operation e alle joint venture, nonché alle imprese veicolo (structured entities) non incluse nell'area di consolidamento. Le disposizioni dell'IFRS 12 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2014.

Con il Regolamento n. 313/2013 emesso dalla Commissione Europea in data 4 aprile 2013 è stato omologato il documento "Bilancio consolidato, Accordi a controllo congiunto e Informativa sulle partecipazioni in altre entità: Guida alle disposizioni transitorie (Modifiche all'IFRS 10, all'IFRS 11 e all'IFRS 12)" che fornisce alcuni chiarimenti e semplificazioni con riferimento ai transition requirements dei principi IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12. Le disposizioni del documento sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2014.

Con il regolamento n. 1256/2012 emesso dalla Commissione Europea in data 13 dicembre 2012 sono state omologate le modifiche allo IAS 32 "Strumenti finanziari: Esposizione in bilancio - Compensazione di attività

{20} In accordo con le regole di transizione previste dall'IFRS 10 e dall'IFRS 11, le nuove disposizioni saranno applicate, ai fini della redazione del bilancio consolidato, con effetto retroattivo a partire dal 1° gennaio 2014 rettificando i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2013 e i dati economici del 2013. L'applicazione delle nuove disposizioni nel bilancio consolidato comporta i seguenti effetti: (i) al 1° gennaio 2013, un incremento del totale attività di €313 milioni, un incremento del totale passività di €454 milioni e un decremento delle interessenze di terzi di €141 milioni; (ii) nel conto economico 2013, un decremento del totale ricavi di €23 milioni, un incremento dell'utile operativo di €32 milioni e un decremento delle interessenze di terzi di €13 milioni; (iii) al 31 dicembre 2013, un incremento del totale attività di €253 milioni, un incremento del totale passività di €378 milioni e un decremento delle interessenze di terzi di €125 milioni.

e passività finanziarie" (di seguito "Modifiche allo IAS 32"), in base alle quali: (i) al fine di operare una compensazione, il diritto di offsetting deve essere legalmente esercitabile in ogni circostanza, ovvero sia nel normale svolgimento delle attività, sia nei casi di insolvenza, default o bancarotta di una delle parti contrattuali; e (ii) al verificarsi di determinate condizioni, il contestuale regolamento di attività e passività finanziarie su base lorda con la conseguente eliminazione o riduzione significativa dei rischi di credito e di liquidità, può essere considerato equivalente a un regolamento su base netta. Le modifiche allo IAS 32 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2014.

Con il Regolamento n. 1374/2013 emesso dalla Commissione Europea in data 19 dicembre 2013 sono state omologate alcune modifiche allo IAS 36 "Riduzione di valore delle attività - Informazioni integrative sul valore recuperabile delle attività non finanziarie" (di seguito "modifiche allo IAS 36") che integrano le disclosure da fornire prevedendo: (i) l'indicazione del valore recuperabile dei singoli asset o cash generating unit oggetto di svalutazione/ripristino di valore; e (ii) un'integrazione delle informazioni da fornire nei casi in cui il valore recuperabile sia determinato sulla base del fair value al netto dei costi di dismissione. Le modifiche allo IAS 36 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2014. Con il Regolamento n. 1375/2013 emesso dalla Commissione Europea in data 19 dicembre 2013 sono state omologate alcune modifiche allo IAS 39 "Strumenti finanziari: Rilevazione e valutazione - Novazione di derivati e continuazione della contabilizzazione di copertura" (di seguito "Modifiche allo IAS 39"), in base alle quali non rappresenta un evento che comporta la cessazione della contabilizzazione in hedge accounting, la novazione di un contratto derivato effettuata a seguito di disposizioni normative o regolamentari, che implichi la sostituzione della controparte originaria con una controparte centrale. Le modifiche allo IAS 39 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2014.

#### Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e non ancora omologati dalla Commissione Europea

In data 12 novembre 2009, lo IASB ha emesso l'IFRS 9 "Financial Instruments" (di seguito "IFRS 9") che modifica i criteri di rilevazione e valutazione delle attività finanziarie e la relativa classificazione in bilancio. In particolare, le nuove disposizioni stabiliscono, tra l'altro, un modello di classificazione e valutazione delle attività finanziarie basato esclusivamente sulle seguenti categorie: (i) attività valutate al costo ammortizzato; (ii) attività valutate al fair value. Le nuove disposizioni inoltre, prevedono che le partecipazioni diverse da quelle in controllate, controllate congiuntamente o collegate, siano valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico. Nel caso in cui tali partecipazioni non siano detenute per finalità di trading, è consentito rilevare le variazioni di fair value nel prospetto dell'utile complessivo, mantenendo a conto economico esclusivamente gli effetti connessi con la distribuzione dei dividendi; all'atto della cessione della partecipazione, non è prevista l'imputazione a conto economico degli importi rilevati nel prospetto dell'utile complessivo. Inoltre, in data 28 ottobre 2010, lo IASB ha integrato le disposizioni dell'IFRS 9 includendo i criteri di rilevazione e valutazione delle passività finanziarie. In particolare, le nuove disposizioni richiedono tra l'altro che, in caso di valutazione di una passività finanziaria al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, le variazioni del fair value connesse a modifiche del rischio di credito dell'emittente (cd. own credit risk) sia-

no rilevate nel prospetto dell'utile complessivo; è prevista l'imputazione di detta componente a conto economico per assicurare la simmetrica rappresentazione con altre poste di bilancio connesse con la passività evitando accounting mismatch. In data 19 novembre 2013, lo IASB ha integrato l'IFRS 9 con le nuove disposizioni in materia di hedge accounting aventi l'obiettivo di garantire che le operazioni di copertura siano allineate alle strategie di risk management delle imprese e siano basate su un approccio maggiormente principles-based rispetto al passato. In particolare, le principali modifiche riguardano: (i) la valutazione solo su base prospettica dell'efficacia della copertura; (ii) la possibilità di intervenire sull'operazione di copertura, successivamente alla designazione iniziale, (cd. rebalancing) in presenza di obiettivi di risk management invariati; (iii) la possibilità, al verificarsi di determinate condizioni, di qualificare, come oggetto della copertura, una componente di rischio di un item non finanziario, posizioni nette o layer components; (iv) la possibilità di coprire posizioni aggregate, ossia una combinazione di un derivato e di un'esposizione non derivata; e (v) la contabilizzazione del time value delle opzioni o dei punti premio di contratti forward, esclusi dalla valutazione dell'efficacia della copertura, coerentemente con le caratteristiche dell'oggetto della copertura. Inoltre, le integrazioni del novembre 2013 hanno rimosso la data di efficacia dell'IFRS 9 che sarà definita quando l'intero principio sarà finalizzato (le precedenti disposizioni facevano riferimento al 1° gennaio 2015).

In data 20 maggio 2013, l'IFRIC ha emesso l'interpretazione IFRIC 21 "Levies" (di seguito IFRIC 21), che definisce il trattamento contabile dei pagamenti richiesti dalle autorità pubbliche (es. contributi da versare per operare in un determinato mercato), diversi dalle imposte sul reddito, dalle multe, dalle penali. L'IFRIC 21 indica i criteri per la rilevazione della passività, stabilendo che l'evento vincolante che dà origine all'obbligazione, e pertanto alla rilevazione della liability, è rappresentato dallo svolgimento dell'attività d'impresa che, ai sensi della normativa applicabile, comporta il pagamento. Le disposizioni dell'IFRIC 21 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2014.

In data 21 novembre 2013, lo IASB ha emesso la modifica allo IAS 19 "Defined Benefit Plans: Employee Contributions", in base alla quale è consentito rilevare i contributi connessi a piani a benefici definiti, dovuti dal dipendente o da terzi, a riduzione del service cost nel periodo in cui il relativo servizio è reso, sempre che tali contributi presentino le seguenti condizioni: (i) sono indicati nelle condizioni formali del piano, (ii) sono collegati al servizio svolto dal dipendente e (iii) sono indipendenti dal numero di anni di servizio del dipendente (es. i contributi rappresentano una percentuale fissa della retribuzione oppure un importo fisso per tutto il periodo di lavoro o correlato all'età del dipendente). La modifica è efficace a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° luglio 2014 (per Eni: Bilancio 2015).

In data 12 dicembre 2013, lo IASB ha emesso i documenti "Annual Improvements to IFRSs 2010-2012 Cycle" e "Annual Improvements to IFRSs 2011-2013 Cycle" contenenti modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Le modifiche ai principi sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° luglio 2014 (per Eni: Bilancio 2015).

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

80136/538

## Attività correnti

## Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €5.288 milioni (€7.765 milioni al 31 dicembre 2012) comprendono attività finanziarie originariamente esigibili entro 90 giorni per €3.086 milioni (€5.861 milioni al 31 dicembre 2012) riguardanti essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.

Le disponibilità liquide oggetto di vincolo ammontano a €90 milioni (€84 milioni al 31 dicembre 2012) in relazione a indagini giudiziarie e contenziosi commerciali nei confronti di società del settore Saipem. Maggiori informazioni sulle indagini giudiziarie sono riportate alla nota n. 35 - Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi - Indagini della magistratura.

La scadenza media delle attività esigibili entro 90 giorni è di 9 giorni e il tasso di interesse medio è dello 0,3% (0,5% al 31 dicembre 2012).

## Attività finanziarie destinate al trading

Le attività finanziarie destinate al trading si analizzano per emittente come segue:

	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
<b>Titoli quotati emessi da Stati sovrani</b>				
<b>Tasso fisso</b>				
Paesi Bassi	150	153	Aaa	AA+
Francia	140	144	Aa1	AA
Italia	115	116	Baa2	BBB
Belgio	95	99	Aa3	AA
Spagna	55	57	Baa3	BBB-
Austria	25	26	Aaa	AA+
Germania	17	17	Aaa	AAA
Danimarca	13	13	Aaa	AAA
Polonia	10	8	A2	A-
Slovacchia	6	7	A2	A
Svezia	5	5	Aaa	AAA
Europa (Organismi sovranazionali)	99	100	da Aaa a Aa1	da AAA a AA
	<b>730</b>	<b>745</b>		
<b>Tasso variabile</b>				
Italia	667	667	Baa2	BBB
Francia	100	100	Aa1	AA
Spagna	100	100	Baa3	BBB-
Paesi Bassi	56	56	Aaa	AA+
Germania	50	50	Aaa	AAA
Slovacchia	1	1	A2	A
Europa (Organismi sovranazionali)	242	242	da Aaa a Aa1	da AAA a AA
	<b>1.215</b>	<b>1.216</b>		
<b>Totale titoli quotati emessi da Stati sovrani</b>	<b>1.946</b>	<b>1.961</b>		
<b>Altri titoli</b>				
<b>Tasso fisso</b>				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.494	1.574	da Aaa a Baa2	da AAA a BBB-
Titoli non quotati emessi da imprese industriali	325	325	da P-1 a P-2	da A-1+ a A-2
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	377	396	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli non quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	218	218	da P-1 a P-2	da A-1+ a A-2
	<b>2.414</b>	<b>2.519</b>		
<b>Tasso variabile</b>				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	133	133	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	397	397	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	<b>530</b>	<b>530</b>		
<b>Totale altri titoli</b>	<b>2.944</b>	<b>3.049</b>		
<b>Totale attività finanziarie destinate al trading</b>	<b>4.890</b>	<b>5.004</b>		

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2013
Euro	4.954
Sterlina inglese	37
Franco svizzero	13
	5.004

Il fair value dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato, per i titoli quotati e sulla base di appropriate tecniche di valutazione adottate in ambito finanziario, per i titoli non quotati. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 35 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

## Attività finanziarie disponibili per la vendita

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

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
<b>Titoli strumentali all'attività operativa</b>		
Titoli quotati emessi da Stati sovrani	174	165
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	22	37
Altri titoli non quotati	5	
	201	202
<b>Titoli non strumentali all'attività operativa</b>		
Titoli quotati emessi da Stati sovrani	13	
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	21	7
Altri titoli quotati		26
	34	33
	235	235

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Euro	179	173
Dollaro USA	38	58
Rupia indiana	18	4
	235	235

I titoli emessi da Stati sovrani al 31 dicembre 2013 di €165 milioni (€187 milioni al 31 dicembre 2012) si analizzano come segue:

	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale (%)	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
<b>Tasso fisso</b>						
Belgio	27	30	da 2,88 a 4,25	dal 2014 al 2021	Aa3	AA
Portogallo	22	22	da 3,35 a 4,75	dal 2015 al 2019	Ba3	BB
Italia	15	15	da 2,50 a 4,25	2015	Baa2	BBB
Slovacchia	14	15	da 3,50 a 4,90	dal 2014 al 2017	A2	A
Spagna	14	14	da 3,15 a 4,10	dal 2014 al 2018	Baa3	BBB-
Irlanda	13	14	da 4,40 a 4,50	dal 2019 al 2020	Baa3	BBB+
Austria	12	13	da 3,40 a 3,50	dal 2014 al 2015	Aaa	AA+
Stati Uniti d'America	11	11	da 1,75 a 3,13	dal 2014 al 2019	Aaa	AA+
Germania	10	10	da 3,25 a 4,25	dal 2014 al 2015	Aaa	AAA
Paesi Bassi	6	7	4,00	dal 2016 al 2018	Aaa	AA+
Francia	5	5	4,00	2014	Aa1	AA
Slovenia	5	5	4,38	2014	Ba1	A-
Finlandia	4	4	da 1,13 a 1,25	dal 2015 al 2017	Aaa	AAA
	158	165				

80136/540

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

I titoli strumentali all'attività operativa di €202 milioni (€201 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd (€196 milioni al 31 dicembre 2012).

Gli effetti della valutazione al fair value dei titoli si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2012	Variazione con effetti a riserva	Valore al 31.12.2013
Effetto valutazione al fair value	7	(1)	6
Passività per imposte differite	(1)		(1)
Altre riserve di patrimonio netto	6	(1)	5

Il fair value dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato, per i titoli quotati e sulla base di appropriate tecniche di valutazione adottate in ambito finanziario, per i titoli non quotati.

## 🔍 Crediti commerciali e altri crediti

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

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Crediti commerciali	19.966	21.213
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	440	488
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	228	510
- non strumentali all'attività operativa	1.153	126
	1.821	1.124
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	209	88
- altri	6.751	6.648
	6.960	6.736
	28.747	29.073

L'incremento dei crediti commerciali di €1.247 milioni è riferito principalmente ai settori Refining & Marketing (€657 milioni) e Gas & Power (€424 milioni). I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €1.877 milioni (€1.636 milioni al 31 dicembre 2012):

(€ milioni)	Valore al 31.12.2012	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2013
Crediti commerciali	1.056	384	(158)	8	1.291
Crediti finanziari	6	54		(8)	52
Altri crediti	574	36	(54)	(22)	534
	1.636	474	(212)	(21)	1.877

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali di €384 milioni (€164 milioni nel 2012) è riferito al settore Gas & Power per €289 milioni. L'utilizzo del fondo svalutazione crediti commerciali di €158 milioni è riferito per €98 milioni al settore Gas & Power.

Al 31 dicembre 2013 sono in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2014 di €2.533 milioni (€2.054 milioni nel 2012 con scadenza 2013). Le cessioni hanno riguardato crediti commerciali relativi ai settori Refining & Marketing (€1.389 milioni), Gas & Power (€1.057 milioni), Versalis (€75 milioni) e Ingegneria & Costruzioni (€12 milioni). Inoltre, sono state attuate operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali del settore Ingegneria & Costruzioni con scadenza 2014 tramite la società di Gruppo Serfactoring SpA per €222 milioni (€149 milioni nell'esercizio 2012 con scadenza 2013).

I crediti commerciali al 31 dicembre 2013 comprendono crediti scaduti del settore Exploration & Production relativi a forniture di idrocarburi a enti di Stato dell'Egitto per circa €659 milioni. Al fine di assicurare il recupero dei crediti sono in corso attività negoziali e contatti con le Autorità Ministeriali e i vertici delle società di Stato, anche alla luce delle consolidate relazioni con le controparti.

L'ageing dei crediti commerciali e degli altri crediti si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2012			31.12.2013		
	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	16.859	5.840	22.699	16.630	5.505	22.135
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	1.257	204	1.461	1.056	170	1.226
<b>Crediti scaduti e non svalutati:</b>						
- da 0 a 3 mesi	1.295	84	1.379	1.699	325	2.024
- da 3 a 6 mesi	216	22	238	709	50	759
- da 6 a 12 mesi	159	239	398	604	185	789
- oltre 12 mesi	180	571	751	515	501	1.016
	1.850	916	2.766	3.527	1.061	4.588
	19.966	6.960	26.926	21.213	6.736	27.949

I crediti commerciali e gli altri crediti scaduti e non svalutati riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche, enti di Stato esteri, controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi, gas naturale e prodotti petrolchimici e verso clienti retail del settore Gas & Power. Il settore Gas & Power ha registrato un significativo incremento dell'ammontare dei crediti scaduti nei confronti dei clienti retail a causa delle difficoltà finanziarie dovute alla recessione economica.

I crediti commerciali comprendono ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione per €209 milioni (€178 milioni al 31 dicembre 2012).

I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a €7.600 milioni (€7.236 milioni al 31 dicembre 2012).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €998 milioni (€668 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano per €595 milioni finanziamenti concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni (€351 milioni al 31 dicembre 2012); €321 milioni di depositi sono a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd (€280 milioni al 31 dicembre 2012). I crediti per leasing finanziario di €26 milioni al 31 dicembre 2012 si sono azzerati a seguito dell'esclusione dall'area di consolidamento per cessione della Finpipe GIE. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €126 milioni (€1.153 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano: (i) depositi vincolati di Eni Trading & Shipping SpA per €92 milioni (€93 milioni al 31 dicembre 2012), di cui €82 milioni presso Citigroup Global Markets Ltd, €8 milioni presso BNP Paribas e €2 milioni presso ABN AMRO per operazioni su contratti derivati; (ii) depositi vincolati del settore Ingegneria & Costruzioni per €25 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2012). Il decremento dei crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €1.027 milioni comprende: (i) l'incasso della rata di €883 milioni outstanding al 31 dicembre 2012 a saldo del corrispettivo di €3.517 milioni per la cessione al Gruppo Cassa Depositi e Prestiti di n. 1.013.619.522 azioni ordinarie di Snam SpA; (ii) l'incasso da Snam dei crediti residui in essere per transazioni intercompany (€141 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €598 milioni (€331 milioni al 31 dicembre 2012).

Gli altri crediti per attività di disinvestimento di €88 milioni (€209 milioni al 31 dicembre 2012) sono riferiti alla cessione della quota del 3,25% nel progetto Karachaganak (pari al 10% interessenza Eni) al partner kazakho KazMunaiGas per €79 milioni. La descrizione delle transazioni è riportata alla nota n. 21 - Altre attività non correnti.

Gli altri crediti di €6.648 milioni (€6.751 milioni al 31 dicembre 2012) comprendono €575 milioni relativi al recupero di costi di investimento del settore Exploration & Production che sono oggetto di arbitrato (€481 milioni al 31 dicembre 2012). I crediti di €333 milioni al 31 dicembre 2012 per importi da ricevere da clienti somministrati a fronte dei volumi di gas per i quali era maturato in capo ad Eni il diritto di take-or-pay sono stati interamente incassati.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Crediti per attività di disinvestimento	209	88
<b>Altri crediti:</b>		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	4.343	4.771
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	33	34
- compagnie di assicurazione	176	170
- acconti per servizi	616	611
- per operazioni di factoring	130	121
- altri	1.453	941
	6.751	6.648
	6.960	6.736

I crediti verso partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione comprendono crediti per €264 milioni (€308 milioni al 31 dicembre 2012) rilevati a fronte di passività per benefici definiti ai dipendenti (v. nota n. 29 - Fondi per benefici ai dipendenti).

80136/542

I crediti per operazioni di factoring di €121 milioni (€130 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano la Serfactoring SpA e sono riferiti ad anticipazioni date a fronte di operazioni pro-solvendo e a crediti per operazioni pro-soluto.

Gli altri crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a €5.672 milioni (€5.737 milioni al 31 dicembre 2012).

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

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 - Rapporti con parti correlate.

## Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012					31.12.2013				
	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	948	190		1.748	2.886	714	192		1.843	2.749
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	133	15		1	149	114	14		1	129
Lavori in corso su ordinazione			1.595		1.595			1.627		1.627
Prodotti finiti e merci	2.912	891		44	3.847	2.495	801		60	3.356
Certificati e diritti di emissione				19	19				22	22
	3.993	1.096	1.595	1.812	8.496	3.323	1.007	1.627	1.926	7.883

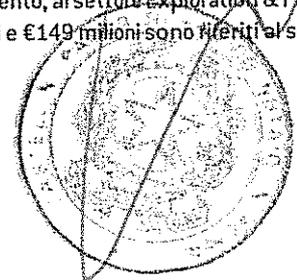
I lavori in corso su ordinazione di €1.627 milioni (€1.595 milioni al 31 dicembre 2012) sono al netto degli acconti ricevuti dai committenti di €6 milioni (€7 milioni al 31 dicembre 2012) corrispondenti al valore contrattuale dei lavori eseguiti.

Rimanenze di magazzino per €105 milioni sono impegnate a garanzia del pagamento di servizi di stoccaggio.

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

(€ milioni)	Valore iniziale	Variazioni dell'esercizio	Accantonamenti	Utilizzi	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
<b>31.12.2012</b>								
Rimanenze lorde	7.761	1.158			(226)	(18)	(9)	8.666
Fondo svalutazione	(186)		(58)	64	10	1	(1)	(170)
Rimanenze nette	7.575	1.158	(58)	64	(216)	(17)	(10)	8.496
<b>31.12.2013</b>								
Rimanenze lorde	8.666	(343)			(3)	(180)	(71)	8.069
Fondo svalutazione	(170)		(168)	149		3		(186)
Rimanenze nette	8.496	(343)	(168)	149	(3)	(177)	(71)	7.883

La variazione dell'esercizio di €343 milioni è riferita al settore Refining & Marketing per €679 milioni e, in aumento, al settore Exploration & Production per €190 milioni. Gli accantonamenti e gli utilizzi del fondo svalutazione rispettivamente di €168 milioni e €149 milioni sono riferiti al settore Refining & Marketing rispettivamente per €112 milioni e €118 milioni.



## Attività per imposte sul reddito correnti

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

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Imprese italiane	467	556
Imprese estere	284	246
	<b>771</b>	<b>802</b>

Le imposte sono indicate alla nota n. 40 - Imposte sul reddito.

## Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Iva	862	595
Accise e imposte di consumo	197	87
Altre imposte e tasse	171	143
	<b>1.230</b>	<b>825</b>

## Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	31	14
Fair value su altri strumenti finanziari derivati	916	718
Altre attività	677	593
	<b>1.624</b>	<b>1.325</b>

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

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €14 milioni (€31 milioni al 31 dicembre 2012) è riferito alle coperture del settore Gas & Power e riguarda operazioni in derivati su commodity poste in essere con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Il fair value passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza 2014 è indicato alla nota n. 26 - Altre passività correnti; il fair value attivo e passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2014 è indicato rispettivamente alle note n. 21 - Altre attività non correnti e n. 31 - Altre passività non correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 33 - Patrimonio netto e n. 37 - Costi operativi. Gli impegni di vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontano a €505 milioni (impegni di acquisto e vendita rispettivamente di €31 milioni e €510 milioni al 31 dicembre 2012). Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 35 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

80136/564

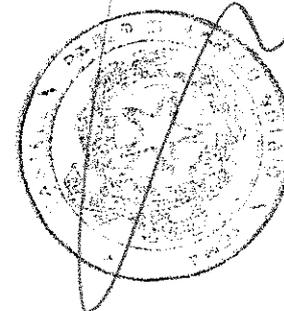
Il fair value degli altri strumenti finanziari derivati si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2012			31.12.2013		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
<b>Contratti su valute</b>						
Interest currency swap	8	44		6	35	
Currency swap	158	3.349	4.597	250	2.320	6.426
Outright	3	215	8	1	68	73
	<b>169</b>	<b>3.608</b>	<b>4.605</b>	<b>257</b>	<b>2.423</b>	<b>6.499</b>
<b>Contratti su tassi d'interesse</b>						
Interest rate swap	1	23		2	36	
	<b>1</b>	<b>23</b>		<b>2</b>	<b>36</b>	
<b>Contratti su merci</b>						
Over the counter	713	3.648	9.505	395	6.558	9.231
Future	26	825	9	64	7.666	6.340
Altri	7	30	1			
	<b>746</b>	<b>4.503</b>	<b>9.515</b>	<b>459</b>	<b>14.224</b>	<b>15.571</b>
	<b>916</b>	<b>8.134</b>	<b>14.120</b>	<b>718</b>	<b>16.683</b>	<b>22.070</b>

Il fair value degli altri strumenti finanziari derivati di €718 milioni (€916 milioni al 31 dicembre 2012) riguarda: (i) per €369 milioni (€564 milioni al 31 dicembre 2012) strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su valute, su tassi di interesse e sui prezzi delle commodity e, pertanto, non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie; (ii) per €344 milioni (€352 milioni al 31 dicembre 2012) strumenti finanziari derivati di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario; (iii) per €5 milioni strumenti finanziari derivati soggetti ad accordi di regolamento netto, di cui, fair value negativo di €7 milioni relativo a strumenti finanziari derivati fair value hedge.

Le altre attività di €593 milioni (€677 milioni al 31 dicembre 2012) comprendono: (i) risconti per prestazioni di servizio anticipate per €108 milioni (€146 milioni al 31 dicembre 2012); (ii) ratei e risconti per affitti e canoni per €63 milioni (€51 milioni al 31 dicembre 2012); (iii) risconti per premi assicurativi per €53 milioni (€49 milioni al 31 dicembre 2012). Gli anticipi a fornitori di gas corrisposti a fronte di quantità non ritirate per l'attivazione della clausola take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine del 31 dicembre 2012 sono stati interamente recuperati con il prelievo dei relativi volumi di gas (€129 milioni).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 - Rapporti con parti correlate.



## Attività non correnti

 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Riclassifica ad attività destinate alla vendita	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
<b>31.12.2012</b>											
Terreni	771	5			(109)	(8)	(8)	4	655	678	23
Fabbricati	1.427	61	(108)	(45)	(316)	(2)	(7)	148	1.158	3.150	1.992
Impianti e macchinari	47.494	1.546	(2.012)	(1.079)	(9.719)	(313)	(304)	8.283	38.896	112.170	73.274
Attrezzature industriali e commerciali	459	74	(112)	(3)	(62)	3		3	362	1.660	1.298
Altri beni	829	89	(103)	(75)	(12)	(7)		5	726	2.239	1.513
Immobilizzazioni in corso e acconti	22.598	9.447		(407)	(2.207)	(187)	(130)	(2.445)	21.669	23.400	1.731
	<b>73.578</b>	<b>11.222</b>	<b>(7.335)</b>	<b>(1.609)</b>	<b>(12.425)</b>	<b>(514)</b>	<b>(449)</b>	<b>998</b>	<b>63.466</b>	<b>143.297</b>	<b>79.831</b>
<b>31.12.2013</b>											
Terreni	655	10		(8)		(19)	(3)	9	644	670	26
Fabbricati	1.158	72	(115)	(37)	18	(29)	(7)	194	1.254	3.369	2.115
Impianti e macchinari	38.896	3.820	(6.995)	(1.847)		(1.523)	(145)	8.263	40.469	119.335	78.866
Attrezzature industriali e commerciali	362	141	(116)	(4)		(17)		31	397	1.758	1.361
Altri beni	726	80	(110)	(1)	1	(10)		(315)	371	1.908	1.537
Immobilizzazioni in corso e acconti	21.669	6.741		(219)		(996)		(7.824)	19.371	21.355	1.984
	<b>63.466</b>	<b>10.864</b>	<b>(7.336)</b>	<b>(2.116)</b>	<b>19</b>	<b>(2.594)</b>	<b>(155)</b>	<b>358</b>	<b>62.506</b>	<b>148.395</b>	<b>85.889</b>

Gli investimenti sono riferiti ai seguenti settori di attività:

(€ milioni)	2012	2013
<b>Investimenti:</b>		
- Exploration & Production	8.407	8.754
- Gas & Power	156	152
- Refining & Marketing	836	612
- Versalis	163	311
- Ingegneria & Costruzioni	998	887
- Corporate e società finanziarie	71	130
- Altre attività - Snam	539	
- Altre attività - Altre	14	21
- Rettifiche per utili interni	38	(3)
	<b>11.222</b>	<b>10.864</b>

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €167 milioni (€173 milioni nel 2012, di cui €26 milioni relativi alle discontinued operations) riferiti ai settori Exploration & Production (€124 milioni), Refining & Marketing (€39 milioni) e Versalis (€4 milioni). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 2,6% e il 5,3% (il 2,1% e il 5,1% al 31 dicembre 2012). I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2012:

(%)	
Fabbricati	2 - 10
Impianti e macchinari	2 - 10
Attrezzature industriali e commerciali	4 - 33
Altri beni	6 - 33

80136/546

Le svalutazioni si analizzano per settore di attività, al lordo e al netto del relativo effetto fiscale, come segue:

(€ milioni)	2012	2013
<b>Svalutazioni:</b>		
- Exploration & Production	547	209
- Gas & Power	80	1.200
- Refining & Marketing	843	633
- Versalis	112	55
- Altri settori	27	19
	<b>1.609</b>	<b>2.116</b>
<b>Effetto fiscale:</b>		
- Exploration & Production	154	71
- Gas & Power	21	355
- Refining & Marketing	96	223
- Versalis	33	15
- Altri settori	2	5
	<b>306</b>	<b>669</b>
<b>Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale:</b>		
- Exploration & Production	393	138
- Gas & Power	59	845
- Refining & Marketing	747	410
- Versalis	79	40
- Altri settori	25	14
	<b>1.303</b>	<b>1.447</b>

Le svalutazioni sono state determinate confrontando il valore di libro con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (cd. cash generating unit). In particolare le cash generating unit sono rappresentate: (i) nel settore Exploration & Production dai campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (ii) nel settore Gas & Power, oltre alle CGU alle quali sono stati allocati goodwill da acquisizioni (descritte alla nota n. 17 - Attività Immateriali), dalle centrali per la produzione di energia elettrica; (iii) nel settore Refining & Marketing dagli impianti di raffinazione, dagli stabilimenti e dagli impianti, per Paese, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete), con relative facilities; (iv) nel settore Versalis dagli impianti di produzione, suddivisi per business/stabilimento, e relative facilities; (v) nel settore Ingegneria & Costruzioni dalle business unit E&C Offshore, E&C Onshore e Perforazioni Terra e i singoli Rig di Perforazione Mare. Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile.

I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, ecc.) si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU oil&gas, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU dei settori Refining & Marketing e Versalis nonché per le centrali di produzione di energia elettrica, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali o di risultato operativo più ammortamenti normalizzati; c) per le CGU del mercato del gas e Ingegneria & Costruzioni, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali compreso tra lo 0 e il 2% applicando un fattore di normalizzazione al flusso di cassa della perpetuity per riflettere elementi di ciclicità del business; (iii) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, al più recente scenario di mercato redatto ai fini della verifica del valore recuperabile. Tale scenario tiene conto della stima dei prezzi correnti desumibili dal mercato per il futuro quadriennio e delle assunzioni di lungo termine adottate dal management Eni nel processo di pianificazione strategica degli investimenti che guardano ai fondamentali della domanda e dell'offerta delle principali commodity (v. nota n. 3 - Criteri di valutazione). In particolare, il prezzo del petrolio di lungo termine adottato per le valutazioni di impairment test delle CGU oil&gas è di 90 dollari/barile in moneta reale 2017.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per i settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Versalis al costo medio ponderato del capitale di Eni al netto del fattore di rischio attribuibile in modo esclusivo al settore Gas & Power e Saipem oggetto di autonome rilevazioni, rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività (WACC adjusted post imposte). Nel 2013 il WACC adjusted post imposte di Eni, dal quale sono derivati i WACC utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU, è diminuito di 40 punti base rispetto al 2012 per effetto principalmente della riduzione del premio per il rischio sovrano Italia incorporato nei rendimenti dei titoli di stato italiani a dieci anni. Gli altri parametri utilizzati nella determinazione del costo del capitale – costo del debito Eni, equity risk, premio medio per il rischio Paese, rapporto di indebitamento – hanno registrato marginali variazioni. I WACC adjusted 2013 sono compresi tra il 6,4% e il 12,2%.

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

Le svalutazioni contabilizzate nel settore Gas & Power di €1.200 milioni riguardano principalmente gli impianti di generazione di energia elettrica a causa del sostanziale deterioramento dello scenario competitivo caratterizzato dalla debolezza della domanda elettrica e dallo spiazzamento dei cicli a gas da parte di altre fonti per motivi congiunturali (economicità del carbone e abbondanza di certificati di emissione) o strutturali (crescita delle fonti rinnovabili favorite dai sussidi governativi). Sulla base di tali driver e delle associate proiezioni di margini non remunerativi sulla produzione e vendita di energia elettrica dai cicli combinati Eni, il management ha proceduto ad adeguare il valore di libro delle centrali ai loro minori valori d'uso. Altre svalutazioni hanno riguardato reti di distribuzione gas in Ungheria sulla base della revisione del quadro tariffario e delle incertezze sulla possibile evoluzione futura.

Le svalutazioni contabilizzate nel settore Refining & Marketing di €633 milioni riguardano gli impianti di raffinazione in base alla proiezione di margini di lavorazione non remunerativi a causa dei fattori di debolezza strutturale del business dovuti alla debolezza della domanda, eccesso di capacità, aumento della pressione competitiva da parte di produttori russi, asiatici e nordamericani con conseguente pressione sui prezzi di vendita, ai quali si aggiunge il sostanziale riassorbimento del premio di conversione dovuto al restringimento del differenziale tra il marker Brent e i greggi pesanti approvvigionati dal circuito Eni per la rarefazione dell'offerta nell'area del Mediterraneo. Le svalutazioni comprendono ammontari minori relativi agli investimenti di sicurezza e mantenimento eseguiti nell'anno su asset in precedenza svalutati. Nella svalutazione di maggiore entità che ha riguardato una singola raffineria, il tasso di sconto post-tax utilizzato nell'attualizzazione dei flussi di cassa futuri associati all'uso degli asset è stato il 7,1% che equivale al tasso pre-tax dell'8,8%.

Svalutazioni di minore entità hanno riguardato proprietà oil&gas nel settore Exploration & Production a causa di revisioni negative delle riserve per €209 milioni quasi completamente assorbite da riprese di valore di €208 milioni. Nelle svalutazioni di maggiore significatività che hanno riguardato due asset localizzati in Italia, il tasso di sconto post-tax utilizzato nell'attualizzazione dei flussi di cassa futuri associati all'uso degli asset è stato il 6,7% che equivale al tasso pre-tax del 4,0% in un caso e del 6,6% nell'altro.

Nel settore Versalis le svalutazioni di €55 milioni hanno riguardato linee di produzione marginali destinate alla chiusura e gli investimenti dell'anno in sicurezza e mantenimento eseguiti nell'ambito di CGU svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività.

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di €2.594 milioni sono riferite a imprese con moneta funzionale dollari USA per €1.676 milioni e a imprese con moneta funzionale corona norvegese per €620 milioni.

La riclassifica ad attività destinate alla vendita di €155 milioni è riferita per €143 milioni ad asset non strategici del settore Exploration & Production. Le altre variazioni di €358 milioni comprendono: (i) l'iscrizione di asset minerari per €276 milioni da parte del settore Exploration & Production per effetto della rinegoziazione di alcuni contratti petroliferi che hanno previsto nuovi termini contrattuali e l'estensione della durata di alcuni permessi di sviluppo in contropartita della rinuncia al recupero di attività per imposte anticipate iscritte in precedenti esercizi a fronte di costi già sostenuti e non ancora fiscalmente recuperati; (ii) riprese di valore per €223 milioni, riferite al settore Exploration & Production per €208 milioni e riguardanti, principalmente, un campo a gas e condensati in Australia rivalutato per effetto di revisioni positive delle riserve (€145 milioni) e un asset petrolifero negli USA per effetto di un migliorato profilo dei costi (€45 milioni); (iii) in diminuzione, la rilevazione iniziale e la variazione stima dei costi di abbandono e ripristino siti per €190 milioni.

Le immobilizzazioni in corso e acconti comprendono unproved mineral interest come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale	Acquisizioni	Svalutazioni	Riclassifica a Proved Mineral Interest	Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	Valore finale
<b>31.12.2012</b>						
Congo	1.280			(2)	(24)	1.254
Nigeria	758				(15)	743
Turkmenistan	635		(109)	(1)	(9)	516
Algeria	485			(124)	(6)	355
USA	217		(62)	(51)	42	146
India	48		(26)			22
Altri Paesi	73			(44)		29
	<b>3.496</b>		<b>(197)</b>	<b>(222)</b>	<b>(12)</b>	<b>3.065</b>
<b>31.12.2013</b>						
Congo	1.254			(84)	(51)	1.119
Nigeria	743				(32)	711
Turkmenistan	516			(4)	(22)	490
Algeria	355			(9)	(15)	331
USA	146			(3)	(6)	137
Egitto		45			(1)	44
India	22				(2)	20
Altri Paesi	29		(7)	(6)	(1)	15
	<b>3.065</b>	<b>45</b>	<b>(7)</b>	<b>(106)</b>	<b>(130)</b>	<b>2.867</b>

80136 / 508

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €8.058 milioni e €9.882 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2012 e al 31 dicembre 2013. Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €21 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2012) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.

I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €114 milioni (132 milioni al 31 dicembre 2012).

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a €30 milioni (€39 milioni al 31 dicembre 2012) e riguardano stazioni di servizio del settore Refining & Marketing.

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 35 - Garanzie, impegni e rischi - Rischio di liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 35 - Garanzie, impegni e rischi - Attività in concessione.

### Attività materiali per settore di attività

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
<b>Attività materiali lorde:</b>		
- Exploration & Production	103.369	107.380
- Gas & Power	4.373	4.438
- Refining & Marketing	15.744	16.284
- Versalis	5.589	5.898
- Ingegneria & Costruzioni	12.621	12.774
- Corporate e società finanziarie	470	589
- Altre attività - Altre	1.617	1.522
- Rettifiche per utili interni	(486)	(490)
	<b>143.297</b>	<b>148.395</b>
<b>Fondo ammortamento e svalutazione:</b>		
- Exploration & Production	55.836	59.223
- Gas & Power	1.961	3.301
- Refining & Marketing	11.305	12.157
- Versalis	4.661	4.793
- Ingegneria & Costruzioni	4.408	4.846
- Corporate e società finanziarie	243	267
- Altre attività - Altre	1.541	1.450
- Rettifiche per utili interni	(124)	(148)
	<b>79.831</b>	<b>85.889</b>
<b>Attività materiali nette:</b>		
- Exploration & Production	47.533	48.157
- Gas & Power	2.412	1.137
- Refining & Marketing	4.439	4.127
- Versalis	928	1.105
- Ingegneria & Costruzioni	8.213	7.928
- Corporate e società finanziarie	227	322
- Altre attività - Altre	76	72
- Rettifiche per utili interni	(362)	(342)
	<b>63.486</b>	<b>62.506</b>

### Ⓞ Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le scorte d'obbligo di €2.571 milioni (€2.538 milioni al 31 dicembre 2012) sono detenute da società italiane per €2.550 milioni (€2.525 milioni al 31 dicembre 2012) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

## Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

{€ milioni}	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
<b>31.12.2012</b>										
<b>Attività immateriali a vita utile definita</b>										
- Costi per attività mineraria	564	1.871	(1.886)			(10)	9	548	2.653	2.105
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	156	59	(58)	(1)	(74)	1	55	138	1.197	1.059
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	847	18	(134)	(1)	(46)		(1)	683	2.516	1.833
- Accordi per servizi in concessione	3.690	170	(3)	(37)	(3.716)	(2)	(70)	32	101	69
- Immobilizzazioni in corso e acconti	248	159		(1)	(57)		(86)	263	269	6
- Altre attività immateriali	1.422	18	(127)	(1.030)	40	7	32	362	2.144	1.782
	<b>6.927</b>	<b>2.295</b>	<b>(2.208)</b>	<b>(1.070)</b>	<b>(3.853)</b>	<b>(4)</b>	<b>(61)</b>	<b>2.026</b>	<b>8.880</b>	<b>6.854</b>
<b>Attività immateriali a vita utile indefinita</b>										
- Goodwill	4.023			(1.347)	(216)	2	(1)	2.461		
	<b>10.950</b>	<b>2.295</b>	<b>(2.208)</b>	<b>(2.417)</b>	<b>(4.069)</b>	<b>(2)</b>	<b>(62)</b>	<b>4.487</b>		
<b>31.12.2013</b>										
<b>Attività immateriali a vita utile definita</b>										
- Costi per attività mineraria	548	1.697	(1.764)			(19)		462	2.712	2.250
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	138	30	(55)	(2)		(1)	20	130	1.239	1.109
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	683	17	(115)	(15)			6	576	2.491	1.915
- Accordi per servizi in concessione	32		(2)				2	32	48	16
- Immobilizzazioni in corso e acconti	263	124					(25)	362	367	5
- Altre attività immateriali	362	18	(40)	(157)		(1)	(13)	169	2.111	1.942
	<b>2.026</b>	<b>1.886</b>	<b>(1.976)</b>	<b>(174)</b>		<b>(21)</b>	<b>(10)</b>	<b>1.731</b>	<b>8.968</b>	<b>7.237</b>
<b>Attività immateriali a vita utile indefinita</b>										
- Goodwill	2.461			(333)	34	(17)	1	2.146		
	<b>4.487</b>	<b>1.886</b>	<b>(1.976)</b>	<b>(507)</b>	<b>34</b>	<b>(38)</b>	<b>(9)</b>	<b>3.877</b>		

I costi capitalizzati nell'attività mineraria di €462 milioni (€548 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano essenzialmente il valore di libro residuo dei bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari esplorativi che sono ammortizzati linearmente lungo la durata del periodo esplorativo accordato dall'Ente concedente, ovvero svalutati integralmente in caso di rilascio o cessazione. Il flusso di investimenti dell'esercizio di €1.697 milioni (€1.871 milioni nell'esercizio 2012) accoglie i costi della ricerca mineraria ammortizzati interamente all'atto del sostenimento che ammontano a €1.509 milioni (€1.650 milioni nell'esercizio 2012) e bonus di firma per €188 milioni (€221 milioni nell'esercizio 2012) relativi all'acquisizione di nuovi areage esplorativi principalmente nella Repubblica di Cipro e in Vietnam. Gli ammortamenti di €1.764 milioni (€1.886 milioni nell'esercizio 2012) comprendono ammortamenti di bonus di firma e di costi di acquisizione di licenze esplorative per €255 milioni (€206 milioni nell'esercizio 2012).

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €130 milioni (€138 milioni al 31 dicembre 2012) sono riferiti ad Eni SpA per €86 milioni (€89 milioni al 31 dicembre 2012) e riguardano essenzialmente costi di acquisizione e di sviluppo interno di software, diritti di utilizzazione di processi produttivi e diritti di utilizzazione di software.

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €576 milioni (€683 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano per €523 milioni (€614 milioni al 31 dicembre 2012) i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria e per €20 milioni (€47 milioni al 31 dicembre 2012) le concessioni di sfruttamento minerario.

Gli accordi per servizi in concessione di €32 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2012) riguardano l'attività di distribuzione del gas all'estero.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €362 milioni (€263 milioni al 31 dicembre 2012) sono riferiti ad Eni SpA per €267 milioni (€189 milioni al 31 dicembre 2012) e riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software.

Le altre attività immateriali a vita utile definita di €169 milioni (€362 milioni al 31 dicembre 2012) accolgono: (i) i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte della Versalis SpA per €52 milioni (€56 milioni al 31 dicembre 2012); (ii) la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti da Eni SpA con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area

80136/550

della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico connesso ai diritti minerari in concessione per €35 milioni (€44 milioni al 31 dicembre 2012). Le svalutazioni di €157 milioni riguardano la svalutazione della customer relationship (€774 milioni nell'esercizio 2012) rilevata a seguito dell'acquisizione di Distrigas NV (ora Eni Gas & Power NV) allocata alla CGU Mercato Gas Europeo nell'ambito della verifica della recuperabilità del valore di libro complessivo di quest'ultima. Il driver della svalutazione è stato in particolare la continua pressione competitiva nel mercato del Benelux nel quadro dei deboli fondamentali del settore gas e delle ridimensionate prospettive di redditività del business descritte nel commento sulla svalutazione del goodwill dalla CGU Mercato Gas Europeo. Nel 2012, inoltre, sono state rilevate svalutazioni per €256 milioni relative al valore d'iscrizione dell'opzione di sviluppo di un sito di stoccaggio per la modulazione commerciale del gas nel Mare del Nord britannico rilevato a seguito dell'acquisizione di Eni Hewett Ltd sulla base della perdurante debolezza dello scenario gas. I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2012:

(%)	
Costi per attività mineraria	14 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20 - 33
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3 - 33
Accordi per servizi in concessione	2 - 4
Altre immobilizzazioni immateriali	4 - 25

Le svalutazioni delle attività immateriali a vita utile indefinita (goodwill) di €333 milioni (€1.347 milioni nell'esercizio 2012) sono riferite al settore Gas & Power per €329 milioni (€1.347 milioni nell'esercizio 2012) come descritto di seguito.

La variazione dell'area di consolidamento delle attività immateriali a vita utile indefinita (goodwill) di €34 milioni è riferita per €24 milioni all'acquisizione del 100% del capitale di ASA Trade SpA, società che commercializza gas in Toscana e per €10 milioni all'acquisizione del pacchetto azionario di controllo del 30% di Est Più SpA, società che commercializza gas ed energia elettrica nel Friuli Venezia Giulia.

La variazione dell'area di consolidamento delle attività immateriali a vita utile indefinita (goodwill) relativa al 2012 di €216 milioni era riferita per €314 milioni al deconsolidamento del Gruppo Snam per cessione del controllo e per €98 milioni all'inserimento nell'area di consolidamento a seguito dell'acquisizione del 100% del capitale delle società Nuon Belgium NV (incorporata in Eni Gas & Power NV) e Nuon Power Generation Walloon NV (ora Eni Power Generation NV).

Il saldo finale della voce goodwill di €2.146 milioni (€2.461 milioni al 31 dicembre 2012) è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.396 milioni (€2.075 milioni al 31 dicembre 2012) e si analizza per settore di attività come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
- Gas & Power	1.286	991
- Ingegneria & Costruzioni	750	748
- Exploration & Production	265	250
- Refining & Marketing	160	157
	2.461	2.146

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie consentite dall'acquisizione. Per il settore Gas & Power tali CGU sono costituite dalle business unit commerciali che avendo flussi interdipendenti beneficiano nel complesso di tali sinergie. Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU, applicando il metodo della perpetuity per la stima del valore terminale. Per la determinazione dei flussi di cassa si rinvia alla nota n. 15 - Immobili, impianti e macchinari. Nei settori ai quali sono stati allocati i goodwill di maggiore entità, i tassi di sconto corrispondenti ai WACC adjusted (v. nota n. 15) sono compresi tra un minimo del 6,4% e un massimo del 10,2% per il settore Gas & Power, il cui range riflette la circostanza che il WACC di settore è rettificato per il rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività; nel settore Ingegneria & Costruzioni è utilizzato il tasso del 7,6%, non rettificato per il rischio Paese specifico a motivo che il capitale investito della società si riferisce prevalentemente a beni mobili. Per entrambi i settori si registra una riduzione di 50-20 punti base a causa del minore premio per il rischio Italia. Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

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

### Settore Gas & Power

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Mercato Gas Italia	767	801
Mercato Gas Estero	519	190
- di cui Mercato Gas Europeo	511	188
	1.286	991

Il goodwill attribuito alla CGU Mercato Gas Italia riguarda essenzialmente quello rilevato in occasione del buy-out delle minorities ex Italgas, operante nella vendita di gas ai settori residenziali e business di ridotte dimensioni, a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (€706 milioni). L'incremento rispetto al 2012 di €34 milioni riflette le citate acquisizioni di società locali di vendita retail. In sede di impairment test la CGU Mercato Gas Italia conferma la tenuta del valore di libro del goodwill.

Il goodwill allocato alle CGU del Mercato Gas Europeo che residua a fine 2013 è quello riveniente dall'acquisizione delle società retail Altergaz SA (ora Eni Gas & Power France SA) in Francia e Nuon Belgium NV (incorporata in Eni Gas & Power NV) in Belgio. Al 31 dicembre 2012 era incluso anche il goodwill relativo ai business di commercializzazione gas e LNG acquisiti con la società belga Distrigas NV (ora Eni Gas & Power NV) e dalle attività di commercializzazione gas e LNG in Europa gestite direttamente dalla Divisione Gas & Power di Eni SpA nei confronti di clienti large (area Nord Ovest Europa - Francia, Germania, Benelux, Regno Unito, Svizzera e Austria) che complessivamente avevano beneficiato delle sinergie derivanti dall'acquisizione. In sede di verifica della tenuta del valore di libro, il management ha rilevato la svalutazione di €323 milioni del goodwill attribuito a tale CGU del Mercato Gas Europeo, azzerando pertanto il goodwill dell'acquisizione originaria, considerando le ridotte prospettive di redditività a causa delle modifiche strutturali degli economics del settore.

Le assunzioni più rilevanti ai fini della proiezione dei flussi di cassa futuri delle CGU riguardano i margini commerciali, le quantità vendute, i tassi di attualizzazione e il tasso di crescita finale. Tali assunzioni sono derivate dal piano industriale adottato dal management per il prossimo quadriennio che, con particolare riguardo alle attività oggetto di svalutazione, ha ridimensionato rispetto agli esercizi precedenti le proiezioni di utili e cash flow del business sulla base delle aspettative di deboli ripresa della domanda gas, penalizzata dallo scarso dinamismo delle economie europee e dalla competizione da altre fonti, persistenza di oversupply e forte pressione della concorrenza. Tali driver eserciteranno una continua pressione sulle quotazioni spot del gas, benchmark prevalente dei prezzi di vendita nel mercato europeo, le cui proiezioni nel prossimo quadriennio evidenziano spread aperti verso il costo del gas approvvigionato indicizzato al petrolio. In considerazione di tali trend il management ha pianificato la rinegoziazione delle condizioni economiche e di flessibilità dei principali contratti di approvvigionamento. L'esito atteso di tali rinegoziazioni è incorporato nelle proiezioni economico-finanziarie del piano quadriennale adottato dal management per il business gas. Per le attività oggetto di svalutazione, il management assume nel nuovo piano rispetto al precedente: (i) significativa riduzione dei margini unitari medi di lungo periodo; (ii) riduzione dei volumi di vendita; (iii) tasso di attualizzazione leggermente più contenuto; (iv) per la determinazione del valore terminale, tasso di crescita nominale di lungo periodo della perpetuity dell'ultimo anno pari a zero, invariato.

Il valore d'uso della CGU Mercato Gas Europeo che ha portato alla svalutazione del goodwill è stato determinato attualizzando i relativi flussi di cassa post-tax al tasso di sconto post-tax del 6,6% che corrisponde al tasso pre-tax dell'11,4% (nel 2012 il tasso di sconto post-tax del 7,3% corrispondeva al tasso pre-tax del 12%).

L'eccedenza del valore d'uso della CGU Mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill a essa riferito, pari a €650 milioni si azzerava al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 35% in media dei margini previsti; (ii) diminuzione del 35% in media dei volumi previsti; (iii) incremento di 7 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita nominale negativo del 12%. Il valore d'uso della CGU Mercato Italia e la relativa analisi di sensitivity sono stati calcolati sulla base dei soli margini retail.

## Settore Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
E&C Offshore	415	415
E&C Onshore	316	314
Altre	19	19
	750	748

Il goodwill di €748 milioni riguarda quello rilevato a seguito dell'acquisto di Bouygues Offshore SA, ora Saipem SA, per €710 milioni allocato alle due CGU E&C Offshore e E&C Onshore. In sede di impairment test, le due CGU confermano la tenuta del valore di libro, compreso il goodwill.

Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore d'uso delle due CGU che eccede quello di libro riguardano il risultato operativo, il tasso di attualizzazione dei flussi e il tasso di crescita terminale degli stessi. La determinazione del valore d'uso è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata eseguita con il metodo della perpetuity, utilizzando un tasso di crescita nominale perpetua del 2% applicato al flusso terminale del quadriennio normalizzato. Il test è stato eseguito scontando i flussi di cassa associati all'uso delle CGU al tasso post-tax del 7,6% (7,8% nel 2012) che corrisponde al tasso pre-tax del 10,0% per la E&C Offshore e dell'11,0% per la E&C Onshore (9,9% e 10,7% rispettivamente nel 2012). L'eccedenza del valore recuperabile della CGU E&C Offshore di €3.471 milioni rispetto al corrispondente valore di libro comprensivo del goodwill ad essa riferito si azzerava al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) riduzione del 49% del risultato operativo linearmente su tutti gli anni di piano e sul flusso terminale; (ii) incremento di 5 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) tasso di crescita terminale dei flussi negativo. Le eccedenze del valore recuperabile rispetto al valore di libro della CGU E&C Onshore, compreso il goodwill allocato, si azzerano al verificarsi di variazioni ancora più elevate rispetto a quelle della CGU E&C Offshore.

Per quanto riguarda il goodwill dei settori Exploration & Production e Refining & Marketing, i test di impairment hanno evidenziato i seguenti risultati: (i) nel settore Exploration & Production con un goodwill di €250 milioni, allo stato il management ritiene che non vi sono variazioni ragionevolmente possibili negli scenari di prezzo e nei profili di produzione/costi tali da comportare l'azzeramento dell'eccedenza del valore recuperabile rispetto al valore di libro delle cash generating unit alle quali tali goodwill sono stati allocati. Il goodwill si riferisce essenzialmente alla quota del costo di acquisizione non allocato a proved e a unproved mineral interest nelle business combination Lasmo, Burren Energy (Congo) e First Cal-

80136/552

gary. Nel corso del 2013 è stato svalutato il goodwill di attività minori in Italia per l'ammontare di €4 milioni; (ii) nel settore Refining & Marketing (€157 milioni), il goodwill riguarda per €137 milioni reti di stazioni di servizio acquisite in esercizi recenti in Austria, Repubblica Ceca, Ungheria e Slovacchia le cui prospettive di redditività sono invariate rispetto all'esercizio precedente.

## Partecipazioni

### Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziate	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
<b>31.12.2012</b>										
Partecipazioni in imprese controllate	222	6	(11)	37	(4)	(36)	29	(2)	(26)	215
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	2.598	185	(1)	319	(78)	(265)	(473)	(23)	(16)	2.246
Partecipazioni in imprese collegate	3.019	139	(321)	170	(151)	(129)	(48)	(32)	(846)	1.801
	<b>5.839</b>	<b>330</b>	<b>(333)</b>	<b>526</b>	<b>(233)</b>	<b>(430)</b>	<b>(492)</b>	<b>(57)</b>	<b>(888)</b>	<b>4.262</b>
<b>31.12.2013</b>										
Partecipazioni in imprese controllate	215	9		37	(9)	(24)	(19)	(6)	(2)	201
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	2.246	50	(11)	198	(43)	(116)	7	(119)	(397)	1.815
Partecipazioni in imprese collegate	1.801	230	(1)	134	(65)	(195)		(73)	87	1.918
	<b>4.262</b>	<b>289</b>	<b>(12)</b>	<b>369</b>	<b>(117)</b>	<b>(335)</b>	<b>(12)</b>	<b>(198)</b>	<b>(312)</b>	<b>3.934</b>

Le acquisizioni e sottoscrizioni di €289 milioni riguardano aumenti di capitale di joint venture e società collegate impegnate nella realizzazione di progetti di interesse Eni: la Angola LNG Ltd (€98 milioni) impegnata nella realizzazione di un impianto di liquefazione per la valorizzazione di riserve gas (quota Eni nel progetto 13,6%), la South Stream Transport BV (€44 milioni) impegnata nello studio di fattibilità dell'omonimo gasdotto, la PetroJunin SA (€43 milioni) impegnata nello sviluppo di giacimenti di gas e olio pesante in Venezuela e la Novamont SpA nell'ambito del progetto "Chimica Verde" di Porto Torres (€41 milioni).

Le cessioni e i rimborsi di €12 milioni sono riferite alla cessione di Est Reti Elettriche SpA.

Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto e il decremento per dividendi riguardano le seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2012			31.12.2013		
	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista
- United Gas Derivatives Co	68	60	33,33	56	60	33,33
- PetroSucre SA	3		26,00	44	105	26,00
- Unión Fenosa Gas SA	149	108	50,00	38		50,00
- Blue Stream Pipeline Co BV	39	44	50,00	35	54	50,00
- Unimar Llc	38	78	50,00	30	19	50,00
- Eni BTC Ltd	30	31	100,00	25	22	100,00
- CARDÓN IV SA	1		50,00	21		50,00
- Supermetanol CA	18	15	34,51	10	15	34,51
- Galp Energia SGPS SA (*)	80	55	24,34			
- Altre	100	39		110	60	
	<b>526</b>	<b>430</b>		<b>369</b>	<b>335</b>	

(\*) La società è stata valutata con il metodo del patrimonio netto fino alla data di perdita del collegamento.

Le minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto riguardano le seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2012		31.12.2013	
	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di possesso dell'azionista	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di possesso dell'azionista
- Angola LNG Ltd	35	13,60	42	13,60
- Petromar Lda			18	70,00
- Société Centrale Electrique du Congo SA			14	20,00
- Zagoryanska Petroleum BV	50	60,00	5	60,00
- Distribuidora de Gas del Centro SA	12	31,35		
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	82	50,00		
- Altre	54		38	
	233		117	

Le minusvalenze da valutazione al patrimonio netto relative ad Angola LNG Ltd (€42 milioni) comprendono costi di pre-produzione e costi operativi legati all'avvio dell'impianto di liquefazione.

Le altre variazioni di €312 milioni comprendono la riclassifica ad attività destinate alla vendita di Artic Russia BV per €449 milioni e, in aumento, la riclassifica da altre partecipazioni della Novamont SpA per €35 milioni e la rivalutazione della Ceska Rafinerska AS per €21 milioni. La partecipazione in Artic Russia BV è stata classificata nelle attività destinate alla vendita e valutata al fair value, per effetto del venir meno del controllo congiunto in quanto si sono verificate, prima della fine dell'anno, tutte le condizioni sospensive incluse nel Sale Purchase Agreement firmato con Gazprom nel mese di novembre 2013. Ciò ha determinato una plusvalenza da rivalutazione di €1.682 milioni iscritta a conto economico. L'incasso del corrispettivo della vendita è avvenuto nel mese di gennaio 2014.

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2013 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2013" che costituisce parte integrante delle presenti note.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2012			31.12.2013		
	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista
<b>Imprese controllate:</b>						
- Eni BTC Ltd	97	34.000.000	100,00	96	34.000.000	100,00
- Altre (*)	118			105		
	215			201		
<b>Imprese a controllo congiunto:</b>						
- Unión Fenosa Gas SA	507	273.100	50,00	547	273.100	50,00
- Blue Stream Pipeline Co BV	461	1.000	50,00	424	1.000	50,00
- Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	131	116.546.500	49,00	130	116.546.500	49,00
- Raffineria di Milazzo ScpA	131	175.000	50,00	130	175.000	50,00
- GreenStream BV	125	100.000.000	50,00	107	100.000.000	50,00
- CARDÓN IV SA	73	6.455	50,00	102	8.605	50,00
- Unimar Llc	70	50	50,00	76	50	50,00
- Supermetanol CA	62	49.000.000	34,51	55	49.000.000	34,51
- Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	46	38.445.008	49,00	45	38.445.008	49,00
- Transmediterranean Pipeline Co Ltd	24	515.500	50,00	30	515.500	50,00
- Petromar Lda	44	1	70,00	22	1	70,00
- Artic Russia BV	436	12.000	60,00			
- Altre (*)	136			147		
	2.246			1.815		
<b>Imprese collegate:</b>						
- Angola LNG Ltd	1.060	1.279.887.652	13,60	1.067	1.410.127.664	13,60
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	162	1	50,00	179	1	50,00
- PetroSucre SA	242	5.727.800	26,00	173	5.727.800	26,00
- United Gas Derivatives Co	106	950.000	33,33	96	950.000	33,33
- Novamont SpA				77	6.667	25,00
- Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	68	1.933.662.121	20,00	68	1.933.565.443	20,00
- PetroJunin SA	10	8.640.000	40,00	51	44.424.000	40,00
- South Stream Transport BV	14	82.396	20,00	51	82.396	20,00
- Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	8	1	20,00	35	1	20,00
- Rosetti Marino SpA	29	800.000	20,00	32	800.000	20,00
- Altre (*)	102			89		
	1.801			1.918		
	4.262			3.934		

(\*) Di valore di iscrizione unitario inferiore a €25 milioni.

80136/554

I valori contabili delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto comprendono differenze tra il prezzo di acquisto e il patrimonio netto contabile di €334 milioni riferite a Unión Fenosa Gas SA per €195 milioni (goodwill), a EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH per €78 milioni (€16 milioni goodwill) e a Novamont SpA per €43 milioni (goodwill).

Sulle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di €165 milioni (€176 milioni al 31 dicembre 2012) riferito alle seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	102	92
VIC CBM Ltd	13	18
Saipon Snc		14
Société Centrale Electricque du Congo SA	19	9
Altre	42	32
	176	165

### Altre partecipazioni

Le altre partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Valutazione al fair value	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
<b>31.12.2012</b>									
Imprese controllate	3	12					15	16	1
Imprese collegate	13		(13)			12	12	12	
Altre imprese:									
- valutate al fair value			(358)	2.528		2.612	4.782	4.782	
- valutate al costo	383	49	(145)		(3)	(8)	276	277	1
	399	61	(516)	2.528	(3)	2.616	5.085	5.087	2
<b>31.12.2013</b>									
Imprese controllate	15					(1)	14	15	1
Imprese collegate	12					1	13	13	
Altre imprese:									
- valutate al fair value	4.782		(2.191)	179			2.770	2.770	
- valutate al costo	276	3	(5)		(8)	(36)	230	233	3
	5.085	3	(2.196)	179	(8)	(36)	3.027	3.031	4

Le imprese controllate e collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Le altre imprese sono valutate al fair value o al costo rettificato per perdite di valore se il fair value non è determinabile in modo attendibile.

Le cessioni e i rimborsi delle altre imprese valutate al fair value di €2.191 milioni sono al netto delle plusvalenze da cessione di €98 milioni e riguardano la cessione dell'11,69% del capitale sociale di Snam SpA per €1.392 milioni e dell'8,19% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA per €799 milioni.

Il 9 maggio 2013 Eni ha collocato n. 395.253.345 azioni ordinarie di Snam SpA, pari all'11,69% del capitale sociale, attraverso un accelerated bookbuilding rivolto a investitori istituzionali. Il corrispettivo complessivo dell'operazione è stato di €1.459 milioni, al prezzo unitario di €3,69 per azione, con una plusvalenza di conto economico pari a €67 milioni. A seguito del collocamento Eni possiede n. 288.683.602 azioni di Snam, pari all'8,54% del capitale sociale, che sono al servizio del bond convertibile di €1.250 milioni emesso il 18 gennaio 2013 con scadenza 18 gennaio 2016. Al 31 dicembre 2013 la partecipazione residua in Snam è iscritta al fair value di €1.174 milioni determinato sulla base del prezzo di borsa di €4,07 per azione.

Il 31 maggio 2013 Eni ha collocato n. 55.452.341 azioni ordinarie di Galp Energia SGPS SA, pari a circa il 6,69% del capitale sociale, attraverso un accelerated bookbuilding rivolto a investitori istituzionali. Il corrispettivo complessivo dell'operazione è stato di €678 milioni al prezzo unitario di €12,22 per azione con una plusvalenza di conto economico pari a €26 milioni. Inoltre, nel corso dell'esercizio 2013 sono stati eseguiti collocamenti e cessioni spot di titoli Galp che hanno riguardato l'1,50% del capitale sociale con un incasso complessivo di €152 milioni, a un prezzo medio di €12,21 per azione e una plusvalenza di conto economico pari a €5 milioni. Al 31 dicembre 2013, la partecipazione Eni in Galp è scesa al 16,15% pari a 133.945.630 azioni, di cui l'8% a servizio del bond convertibile di €1.028 milioni emesso il 30 novembre 2012 con scadenza 30 novembre 2015 e l'8,15% soggetto al diritto di prelazione da parte di Amorim Energia. Al 31 dicembre 2013 la partecipazione residua in Galp è iscritta al fair value di €1.596 milioni determinato sulla base del prezzo di borsa di €11,92 per azione.

La valutazione al fair value di €179 milioni è riferita alle partecipate Snam SpA e Galp Energia SGPS SA ed è stata rilevata nei proventi da partecipazioni del conto economico per €168 milioni in applicazione della fair value option attivata, come previsto dallo IAS 39, sulle azioni a servizio dei bond

convertibili di Snam e Galp. La fair value option è stata attivata per ridurre l'asimmetria contabile connessa con la rilevazione a fair value delle opzioni implicite nei prestiti obbligazionari convertibili.

Nel 2012 le cessioni di €516 milioni hanno riguardato per €358 milioni la cessione del 4% di Galp Energia SGPS SA mediante collocamento presso investitori istituzionali con un incasso di €381 milioni e una plusvalenza di €23 milioni e per €136 milioni la cessione della Interconnector (UK) Ltd. Nel 2012 la valutazione al fair value di €2.528 milioni ha riguardato la rilevazione iniziale e i successivi adeguamenti al prezzo di borsa delle partecipazioni in Snam SpA (€1.465 milioni, di cui €1.457 milioni a conto economico e €8 milioni nelle altre componenti dell'utile complessivo) e in Galp Energia SGPS SA (€1.063 milioni, di cui €930 milioni a conto economico e €133 milioni nelle altre componenti dell'utile complessivo) che per effetto rispettivamente della perdita del controllo nell'ambito della transazione con Cassa Depositi e Prestiti e della cessazione del collegamento, hanno assunto natura di investimenti finanziari classificati nella voce Altre partecipazioni.

Il fair value delle partecipate Snam SpA e Galp Energia SGPS SA è stimato sulla base di quotazioni di mercato.

Il valore netto delle altre partecipazioni di €3.027 milioni (€5.085 milioni al 31 dicembre 2012) è riferito alle seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2012			31.12.2013		
	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista
<b>Imprese controllate</b>	<b>15</b>			<b>14</b>		
<b>Imprese collegate</b>	<b>12</b>			<b>13</b>		
<b>Altre imprese:</b>						
- Galp Energia SGPS SA	2.374	201.839.604	24,34	1.596	133.945.630	16,15
- Snam SpA	2.408	683.936.947	20,23	1.174	288.683.602	8,54
- Nigeria LNG Ltd	90	118.373	10,40	86	118.373	10,40
- Darwin LNG Pty Ltd	65	213.995.164	10,99	58	213.995.164	10,99
- Novamont SpA	35	3.530	15,00			
- Altre (*)	86			86		
	<b>5.058</b>			<b>3.000</b>		
	<b>5.085</b>			<b>3.027</b>		

(\*) Di valore di iscrizione unitario inferiore a €25 milioni.

Sulle altre partecipazioni è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di €12 milioni (€18 milioni al 31 dicembre 2012).

### Altre informazioni sulle partecipazioni

I valori relativi all'ultimo bilancio disponibile delle imprese controllate non consolidate, a controllo congiunto e collegate, in proporzione alla percentuale di possesso, sono i seguenti:

(€ milioni)	31.12.2012			31.12.2013		
	Imprese controllate non consolidate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate	Imprese controllate non consolidate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate
Totale attività	1.604	5.032	3.223	1.633	5.068	3.080
Totale passività	1.497	2.827	1.429	1.533	3.285	1.146
Ricavi netti	97	2.971	1.889	101	2.476	1.752
Utile operativo	5	475	259	(4)	87	114
Utile dell'esercizio	39	237	170	21	130	81

Il totale attività e il totale passività relative alle imprese controllate non consolidate di €1.633 milioni e €1.533 milioni (€1.604 milioni e €1.497 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano le imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per €1.283 milioni e €1.283 milioni (€1.249 milioni e €1.249 milioni al 31 dicembre 2012); l'ammontare residuo è riferito alle società non significative. Queste imprese sono escluse dall'area di consolidamento per le motivazioni indicate alla nota n. 2 - Principi di consolidamento.

80136/556

## Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.160	1.017
Titoli strumentali all'attività operativa	69	80
	1.229	1.097

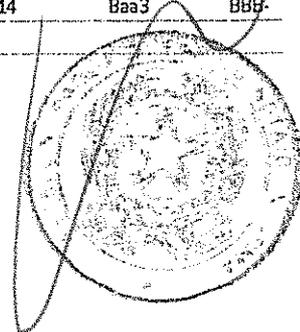
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono esposti al netto del fondo svalutazione di €66 milioni (€30 milioni al 31 dicembre 2012). I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €1.017 milioni (€1.160 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (€569 milioni), Gas & Power (€312 milioni) e Refining & Marketing (€88 milioni). I crediti per leasing finanziario di €21 milioni al 31 dicembre 2012 si sono azzerati a seguito dell'esclusione dall'area di consolidamento per cessione della Finpipe GIE. I finanziamenti sono concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per €559 milioni. I crediti finanziari strumentali all'attività operativa in moneta diversa dall'euro ammontano a €884 milioni (€999 milioni al 31 dicembre 2012). I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €551 milioni (€624 milioni al 31 dicembre 2012). Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a €1.067 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra lo 0,5% e il 4,2% (0,4% e il 3,3% al 31 dicembre 2012). La gerarchia del fair value è di livello 2. I titoli di €80 milioni (€69 milioni al 31 dicembre 2012) sono classificati come da mantenere fino alla scadenza. L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

	Costo Ammortizzato (€ milioni)	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale (%)	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
<b>Stati sovrani</b>							
<b>Tasso fisso</b>							
Italia	20	21	22	da 3,50 a 4,75	dal 2014 al 2021	Baa2	BBB
Slovenia	8	8	8	da 4,38 a 4,88	2014	Ba1	A-
Spagna	3	3	3	3,00	2015	Baa3	BBB-
Belgio	2	2	2	1,25	2018	Aa3	AA
<b>Tasso variabile</b>							
Italia	15	15	15		dal 2014 al 2016	Baa2	BBB
Belgio	7	7	7		2016	Aa3	AA
Spagna	7	7	7		2015	Baa3	BBB-
Francia	5	5	5		2014	Aa1	AA
Slovacchia	2	2	2		2015	A2	A
<b>Totale Stati sovrani</b>	<b>69</b>	<b>70</b>	<b>71</b>				
<b>Tasso variabile</b>							
Banca Europea per gli Investimenti	8	8	8		dal 2016 al 2018	Aaa	AAA
Altri titoli emessi da Istituti Finanziari	3	3	3		2014	Baa3	BBB-
	<b>80</b>	<b>81</b>	<b>82</b>				

I titoli che scadono oltre i cinque anni ammontano a €5 milioni.

Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 - Rapporti con parti correlate.



## Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di €3.558 milioni (€3.630 milioni al 31 dicembre 2012).

(€ milioni)	Valore al 31.12.2012	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2013
	5.027	2.070	(2.292)	(237)	94	4.662

Il decremento netto delle attività per imposte anticipate di €365 milioni comprende: (i) la svalutazione di €954 milioni di attività per imposte anticipate iscritte dalla capogruppo Eni SpA e dalle consociate italiane facenti parte del consolidato fiscale nazionale. Il management ha valutato la probabilità di recupero di tali attività aggiornando le stime dei redditi imponibili futuri alla luce delle ridimensionate prospettive di profittabilità delle attività italiane. Il management ha concluso che la capienza dei redditi imponibili futuri consente solo un parziale utilizzo delle attività per imposte anticipate, svalutando l'eccedenza non recuperabile; (ii) la diminuzione di €766 milioni di attività per imposte anticipate da parte del settore Exploration & Production per effetto della rinegoziazione di alcuni contratti petroliferi che hanno previsto nuovi termini contrattuali e l'estensione della durata di alcuni permessi di esplorazione e sviluppo in contropartita della rinuncia al recupero di attività per imposte anticipate iscritte in precedenti esercizi a fronte di costi già sostenuti.

L'analisi delle attività per imposte anticipate è indicata alla nota n. 30 - Passività per imposte differite.

Le imposte sono indicate alla nota n. 40 - Imposte sul reddito.

## Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
<b>Attività per imposte correnti:</b>		
- Amministrazione finanziaria italiana		
- per crediti d'imposta sul reddito	113	133
- per interessi su crediti d'imposta	62	65
	175	198
- Amministrazioni finanziarie estere	118	267
	293	465
<b>Altri crediti:</b>		
- attività di disinvestimento	752	702
- altri	361	148
	1.113	850
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	429	256
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	2	6
Altre attività	2.563	2.106
	4.400	3.683

I crediti per attività di disinvestimento di €702 milioni (€752 milioni al 31 dicembre 2012) comprendono: (i) il credito residuo di €166 milioni per l'indennizzo transatto con le Autorità venezuelane a fronte dell'esproprio del titolo minerario di Dación nel 2006. Il credito matura interessi a condizioni di mercato per effetto del differimento del rimborso. Nel 2013 sono stati rimborsati €68 milioni (\$90 milioni). Sono in corso negoziazioni per definire ulteriori rimborsi del credito; (ii) la quota a lungo termine di €341 milioni del credito relativo alla cessione della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazakho KazMunaiGas sulla base degli accordi tra i partner internazionali del consorzio North Caspian Sea PSA e le Autorità kazakhe che implementano il nuovo schema contrattuale e di governance del progetto con efficacia economica 1° gennaio 2008. Il rimborso del credito è previsto in tre rate annuali a partire dalla data in cui la produzione raggiungerà il livello commerciale. Il credito matura interessi a tassi di mercato; (iii) la quota a lungo termine di €46 milioni del credito relativo alla cessione della quota del 3,25% nel progetto Karachaganak (pari al 10% dell'interessenza Eni) alla controparte di stato kazakha KazMunaiGas, sulla base dell'accordo transattivo del dicembre 2011 tra le Contracting Companies del Final Production Sharing Agreement (FPSA) di Karachaganak e le Autorità kazakhe, che ha sancito la chiusura del contenzioso sul cost recovery e su alcune materie fiscali. L'accordo si è perfezionato il 28 giugno 2012. Il rimborso del credito è previsto in tre anni a partire da luglio 2012, in rate mensili e matura interessi a tassi di mercato. Nel 2013 sono stati rimborsati €82 milioni. La quota a breve termine è indicata alla nota n. 10 - Crediti commerciali e altri crediti.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 - Rapporti con parti correlate.

8013/558

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2012			31.12.2013		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
<b>Contratti su valute</b>						
Interest currency swap	235	868	284	138	754	271
Currency swap	29	714	645	47	194	509
	264	1.582	929	185	948	780
<b>Contratti su tassi d'interesse</b>						
Interest rate swap	80	736	2	58	642	6
	80	736	2	58	642	6
<b>Contratti su merci</b>						
Over the counter	80	581	547	13	94	46
Future	5	147	4			
	85	728	551	13	94	46
	429	3.045	1.482	256	1.684	832

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

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €256 milioni (€429 milioni al 31 dicembre 2012) riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e sui prezzi delle commodity e, pertanto, non direttamente riconducibile alle transazioni commerciali o finanziarie originarie.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €6 milioni (€2 milioni al 31 dicembre 2012) è riferito alle coperture del settore Gas & Power come descritto alla nota n. 14 - Altre attività correnti. Il fair value passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2014 è indicato alla nota n. 31 - Altre passività non correnti; il fair value attivo e passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 2014 è indicato rispettivamente alle note n. 14 - Altre attività correnti e n. 26 - Altre passività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 33 - Patrimonio netto e n. 37 - Costi operativi. Gli impegni di vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontano a €132 milioni (impegni di acquisto e vendita rispettivamente di €21 milioni e €60 milioni al 31 dicembre 2012).

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 35 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Le altre attività di €2.106 milioni (€2.563 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano per €1.892 milioni (€2.367 milioni al 31 dicembre 2012) le quantità di gas non prelevate da Eni fino a concorrenza del minimum take contrattuale, che hanno fatto scattare l'obbligo di pagare l'anticipo del prezzo contrattuale di fornitura in adempimento della clausola take-or-pay con contropartita debiti verso fornitori gas (altri debiti della nota n. 23 - Debiti commerciali e altri debiti). La variazione rispetto all'esercizio precedente è dovuta al ritiro di parte dei volumi prepagati grazie al beneficio delle rinegoziazioni che hanno consentito maggiori flessibilità di prelievo. La classificazione nell'attivo non corrente è dovuta alla previsione di ritiro di tali volumi pre-pagati oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi. La clausola di take-or-pay prevede l'anticipazione totale o parziale del prezzo contrattuale per i volumi di gas non ritirati rispetto alla quantità minima contrattuale, con facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato (clausola di take-or-pay nel glossario). Il valore contabile dell'anticipo, assimilabile a un credito in natura, è oggetto di svalutazione per allinearli al valore netto di realizzo del gas quando quest'ultimo è inferiore. In caso contrario e nei limiti del costo sostenuto è prevista la ripresa di valore. L'ammontare dei volumi di gas prepagati riflette le difficili condizioni del mercato europeo del gas naturale a causa della debolezza della domanda e dell'intensa pressione competitiva alimentata dall'oversupply che non hanno consentito di rispettare gli obblighi minimi di prelievo dei contratti di fornitura gas. Il management prevede di recuperare i volumi pre-pagati nel lungo termine facendo leva sulla progressiva crescita delle vendite Eni in Italia e nei mercati europei target grazie alla migliorata competitività del gas Eni, che riflette i benefici attesi dalle rinegoziazioni contrattuali in corso e pianificate e il rafforzamento della leadership in Europa, e sui benefici attesi dalla riduzione delle quantità minime soggette al vincolo di prelievo negli esercizi futuri e altre flessibilità operative (ad esempio cambio di delivery point e fornitura di GNL in luogo di quelle via pipeline) derivanti dalle previste rinegoziazioni dei contratti take-or-pay, compreso il mancato rinnovo di quelli in scadenza.

## Passività correnti

### Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Banche	253	258
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	1.481	1.767
Altri finanziatori	489	717
	2.223	2.742

L'incremento di €519 milioni delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente ad assunzioni nette per €1.029 milioni e, in diminuzione, alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per €570 milioni. I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di €1.767 milioni (€1.481 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie Eni Finance USA Inc per €1.587 milioni e Eni Finance International SA per €180 milioni.

L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Euro	219	465
Dollaro USA	1.815	2.056
Altre valute	189	221
	2.223	2.742

Il tasso di interesse medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è dell'1,5% e dell'1,1%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2012 e al 31 dicembre 2013.

Al 31 dicembre 2013 Eni dispone di linee di credito committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per €2.141 milioni e €12.187 milioni (rispettivamente €1.241 milioni e €10.932 milioni al 31 dicembre 2012). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Al 31 dicembre 2013 non risultano inadempimenti di clausole o violazioni contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 - Rapporti con parti correlate.

### Debiti commerciali e altri debiti

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

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Debiti commerciali	14.993	15.529
Accounti e anticipi	2.247	2.450
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	2.103	2.046
- altri debiti	4.238	3.573
	6.341	5.619
	23.581	23.598

L'incremento dei debiti commerciali di €536 milioni è riferito principalmente ai settori Gas & Power (€613 milioni), Exploration & Production (€279 milioni) e, in diminuzione, al settore Refining & Marketing (€253 milioni).

Gli accounti e anticipi<sup>(21)</sup> di €2.450 milioni (€2.247 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano anticipi e accounti per lavori in corso su ordinazione del settore Ingegneria & Costruzioni rispettivamente per €1.223 milioni e per €822 milioni (rispettivamente €814 milioni e €865 milioni al 31 dicembre 2012).

(21) Gli accounti per lavori in corso su ordinazione rappresentano il valore dei ricavi fatturati sulle commesse pluriennali che eccedono i corrispettivi maturati in relazione allo stato di avanzamento dei lavori stessi; gli anticipi per lavori in corso su ordinazione rappresentano le anticipazioni contrattualmente pattuite e incassate dai clienti all'inizio del contratto e vengono recuperate progressivamente a scalare dalle fatture che saranno emesse al cliente stesso.

80136/560

Gli altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
<b>Debiti per attività di investimento:</b>		
- fornitori per attività di investimento	1.626	1.480
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	440	479
- altri	37	87
	<b>2.103</b>	<b>2.046</b>
<b>Altri debiti:</b>		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	2.375	2.160
- personale	372	391
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	223	179
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	243	229
- altri	1.025	614
	<b>4.238</b>	<b>3.573</b>
	<b>6.341</b>	<b>5.619</b>

Il decremento degli altri debiti di €665 milioni comprende il pagamento del debito verso i fornitori di gas relativo all'importo dei volumi per i quali era maturato in capo a Eni l'obbligo di take-or-pay in adempimento ai relativi contratti di acquisto (€542 milioni). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 21 - Altre attività non correnti.

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

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 - Rapporti con parti correlate.

### Passività per imposte sul reddito correnti

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

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Imprese italiane	156	71
Imprese estere	1.466	671
	<b>1.622</b>	<b>742</b>

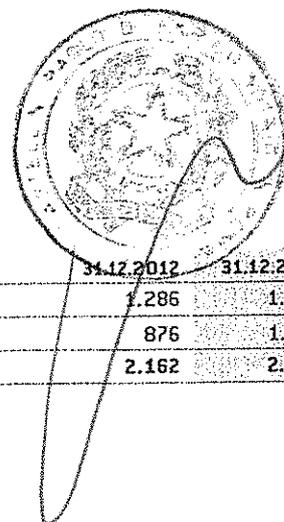
Il decremento di €795 milioni delle passività per imposte sul reddito delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per €677 milioni.

Le imposte sono indicate alla nota n. 40 - Imposte sul reddito.

### Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Accise e imposte di consumo	1.286	1.244
Altre imposte e tasse	876	1.024
	<b>2.162</b>	<b>2.268</b>



## Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	32	213
Fair value su altri strumenti finanziari derivati	893	783
Altre passività	512	452
	1.437	1.448

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

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €213 milioni (€32 milioni al 31 dicembre 2012) è riferito quasi esclusivamente alle coperture del settore Gas & Power e riguarda operazioni di copertura del rischio cambio e prezzi su commodity descritte alla nota n. 14 - Altre attività correnti. Il fair value attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza 2014 è indicato alla nota n. 14 - Altre attività correnti; il fair value passivo e attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2014 è indicato rispettivamente alle note n. 31 - Altre passività non correnti e n. 21 - Altre attività non correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 33 - Patrimonio netto e n. 37 - Costi operativi. Gli impegni di acquisto e di vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a €3.689 milioni e €1.393 milioni (rispettivamente €341 milioni e €271 milioni al 31 dicembre 2012).

Il fair value su altri strumenti finanziari derivati si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2012			31.12.2013		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
<b>Contratti su valute</b>						
Currency swap	180	7.531	1.291	177	6.963	893
Outright	1	102		102	1.983	
	181	7.633	1.291	279	8.946	893
<b>Contratti su tassi d'interesse</b>						
Interest rate swap	1		88	1		121
	1		88	1		121
<b>Contratti su merci</b>						
Over the counter	688	8.311	2.969	489	6.187	995
Future	12	362	67	12	181	37
Altri	11		2	2		2
	711	8.693	3.038	503	6.368	1.034
	893	16.326	4.417	783	15.314	2.048

Il fair value su altri strumenti finanziari derivati di €783 milioni (€893 milioni al 31 dicembre 2012) riguarda: (i) per €377 milioni (€538 milioni al 31 dicembre 2012) strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non direttamente riconducibile alle transazioni commerciali o finanziarie originarie; (ii) per €405 milioni (€349 milioni al 31 dicembre 2012) strumenti finanziari derivati di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario; (iii) per €1 milione (€5 milioni al 31 dicembre 2012) strumenti finanziari derivati fair value hedge; (iv) per €1 milione al 31 dicembre 2012 derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas del settore Exploration & Production.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 35 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Il decremento delle altre passività di €60 milioni comprende il recupero degli anticipi da parte dei clienti somministrati per le quantità di gas non ritirate per le quali era maturato in capo a Eni il diritto take-or-pay previsto dai relativi contratti di lungo termine (€142 milioni).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 - Rapporti con parti correlate.

80136/562

## Passività non correnti

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

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito indicate con le relative scadenze:

(€ milioni)

Tipo	Scadenza	Valore al 31 dicembre		Scadenza						Totale
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Oltre	
Banche	2014-2027	4.016	2.390	397	418	420	223	174	758	1.993
Obbligazioni ordinarie	2014-2043	16.824	18.151	1.698	2.203	1.496	2.655	1.176	8.923	16.453
Obbligazioni convertibili	2015-2016	990	2.240	8	1.003	1.229				2.232
Altri finanziatori	2014-2027	410	356	46	46	47	49	50	118	310
		22.240	23.137	2.149	3.670	3.192	2.927	1.400	9.799	20.988

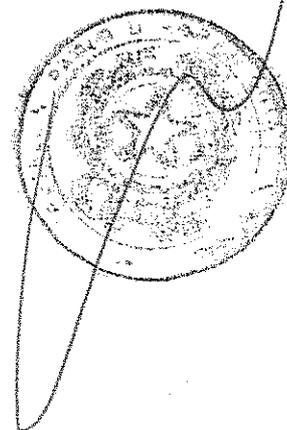
Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di €23.137 milioni (€22.240 milioni al 31 dicembre 2012) aumentano di €897 milioni. L'incremento è dovuto essenzialmente al saldo tra le nuove assunzioni per €5.418 milioni e i rimborsi per €4.669 milioni e comprende, in diminuzione, differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi €36 milioni.

I debiti verso banche di €2.390 milioni (€4.016 milioni al 31 dicembre 2012) comprendono l'utilizzo di linee di credito committed per €3 milioni.

Gli altri finanziatori di €356 milioni (€410 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano per €31 milioni operazioni di leasing finanziario (stesso ammontare al 31 dicembre 2012).

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Inoltre, Eni ha ottenuto un finanziamento a lungo termine da Citibank Europe Plc con condizioni simili a quelle previste dagli accordi di finanziamento con la Banca Europea per gli Investimenti. Al 31 dicembre 2012 e al 31 dicembre 2013 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €1.994 milioni e a €1.782 milioni. Eni ritiene che l'eventuale mancato rispetto di tali covenants abbia un impatto poco significativo. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni ordinarie di €18.151 milioni (€16.824 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €13.945 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €4.206 milioni.



L'analisi delle obbligazioni ordinarie per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza		Tasso (%)	
					da	a	da	a
<b>Società emittente</b>								
<i>Euro Medium Term Notes</i>								
Eni SpA	1.500	65	1.565	EUR		2016		5,000
Eni SpA	1.500	11	1.511	EUR		2019		4,125
Eni SpA	1.250	69	1.319	EUR		2014		5,875
Eni SpA	1.250	1	1.251	EUR		2017		4,750
Eni SpA	1.200	18	1.218	EUR		2025		3,750
Eni SpA	1.000	34	1.034	EUR		2020		4,250
Eni SpA	1.000	29	1.029	EUR		2018		3,500
Eni SpA	1.000	18	1.018	EUR		2020		4,000
Eni SpA	1.000	3	1.003	EUR		2023		3,250
Eni SpA	800	1	801	EUR		2021		2,625
Eni SpA	750	10	760	EUR		2019		3,750
Eni Finance International SA	540	12	552	GBP	2018	2021	4,750	6,125
Eni Finance International SA	445	7	452	EUR	2017	2043	3,750	5,600
Eni Finance International SA	248	2	250	YEN	2014	2037	1,530	2,810
Eni Finance International SA	163	3	166	USD	2014	2015	4,450	4,800
Eni Finance International SA	16		16	EUR		2015		variabile
	<b>13.662</b>	<b>283</b>	<b>13.945</b>					
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>								
Eni SpA	1.109		1.109	EUR		2017		4,875
Eni SpA	1.000	16	1.016	EUR		2015		4,000
Eni SpA	1.000	(4)	996	EUR		2015		variabile
Eni SpA	326	2	328	USD		2020		4,150
Eni SpA	254		254	USD		2040		5,700
Eni SpA	215		215	EUR		2017		variabile
Eni USA Inc	290	(2)	288	USD		2027		7,300
	<b>4.194</b>	<b>12</b>	<b>4.206</b>					
	<b>17.856</b>	<b>295</b>	<b>18.151</b>					

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €3.493 milioni e riguardano Eni SpA per €3.331 milioni ed Eni Finance International SA per €162 milioni. Nel corso del 2013 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie per €3.096 milioni, di cui Eni SpA per €3.022 milioni e Eni Finance International SA per €74 milioni.

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

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
<b>Società emittente</b>						
Eni SpA	1.250	(13)	1.237	EUR	2016	0,625
Eni SpA	1.028	(25)	1.003	EUR	2015	0,250
	<b>2.278</b>	<b>(38)</b>	<b>2.240</b>			

Il nuovo prestito obbligazionario di €1.237 milioni del valore nominale di €1.250 milioni è convertibile in azioni ordinarie Snam SpA. Il prestito ha come sottostante 288,7 milioni di azioni Snam, corrispondenti a circa l'8,54% del capitale sociale della società, al prezzo di conversione di €4,33 per azione che rappresenta un premio di circa il 20% rispetto al valore di borsa alla data di collocamento.

Il prestito obbligazionario di €1.003 milioni del valore nominale di €1.028 milioni è convertibile in azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA. Il prestito ha come sottostante 66,3 milioni di azioni Galp, corrispondenti all'8% del capitale sociale della società, al prezzo di conversione di €15,50 per azione che rappresenta un premio del 35% rispetto al valore di borsa alla data di collocamento.

8013 d 566

I prestiti obbligazionari convertibili sono valutati al costo ammortizzato; le opzioni di conversione, implicite negli strumenti finanziari emessi, sono valutate a fair value con imputazione degli effetti a conto economico. In coerenza, per le azioni sottostanti i prestiti, è stata attivata la fair value option prevista dallo IAS 39.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2012 (€ milioni)	Tasso medio (%)	31.12.2013 (€ milioni)	Tasso medio (%)
Euro	19.413	3,6	20.667	3,4
Dollaro USA	1.899	5,3	1.668	5,4
Sterlina inglese	564	5,3	552	5,3
Yen giapponese	363	2,1	250	2,2
Altre valute	1	6,7		
	22.240		23.137	

Al 31 dicembre 2013 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €4.719 milioni (€6.928 milioni al 31 dicembre 2012). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €15 miliardi; di essi €13,7 miliardi sono stati collocati al 31 dicembre 2013. Il Gruppo ha un rating Standard & Poor's di A per il debito a lungo termine e A-1 per il breve, outlook negativo; Moody's assegna il rating di A3 per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve, outlook negativo. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tal proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade potenziale del rating sovrano italiano potrebbe ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni, rendendo probabile un declassamento del merito creditizio presso banche e altri istituti finanziari e ai fini delle emissioni di titoli di debito.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €23.022 milioni (€24.937 milioni al 31 dicembre 2012) e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Obbligazioni ordinarie	19.239	18.071
Obbligazioni convertibili	1.059	2.188
Banche	4.171	2.382
Altri finanziatori	468	381
	24.937	23.022

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra lo 0,5% e il 4,2% (0,4% e il 3,3% al 31 dicembre 2012). La gerarchia del fair value è di livello 2.

Al 31 dicembre 2013 non vi sono passività finanziarie garantite da depositi vincolati.

#### Analisi dell'indebitamento finanziario netto

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

(€ milioni)	31.12.2012			31.12.2013		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	7.765		7.765	5.288		5.288
B. Attività finanziarie destinate al trading				5.004		5.004
C. Attività finanziarie disponibili per la vendita	34		34	33		33
D. Liquidità (A+B+C)	7.799		7.799	10.325		10.325
E. Crediti finanziari	1.153		1.153	126		126
F. Passività finanziarie a breve termine verso banche	253		253	258		258
G. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	913	3.103	4.016	397	1.993	2.390
H. Prestiti obbligazionari	2.006	15.808	17.814	1.706	18.685	20.391
I. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	403		403	502		502
L. Altre passività finanziarie a breve termine	1.567		1.567	1.982		1.982
M. Altre passività finanziarie a lungo termine	42	368	410	46	310	356
N. Indebitamento finanziario lordo (F+G+H+I+L+M)	5.184	19.279	24.463	4.891	20.988	25.879
O. Indebitamento finanziario netto (N-D-E)	(3.768)	19.279	15.511	(5.560)	20.988	15.428

Le attività finanziarie destinate al trading di €5.004 milioni di euro si riferiscono a Eni SpA. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 8 - Attività finanziarie destinate al trading.

Le attività finanziarie disponibili per la vendita di €33 milioni (€34 milioni al 31 dicembre 2012) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza strumentali all'attività operativa di €282 milioni (€270 milioni al 31 dicembre 2012) relativi per €202 milioni (€196 milioni al 31 dicembre 2012) ai titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd.

I crediti finanziari di €126 milioni (€1.153 milioni al 31 dicembre 2012) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per €998 milioni (€668 milioni al 31 dicembre 2012), di cui €595 milioni (€351 milioni al 31 dicembre 2012) concessi a imprese controllate non consolidate, a imprese a controllo congiunto e a imprese collegate principalmente per la realizzazione di progetti industriali e investimenti di interesse Eni e €321 milioni (€280 milioni al 31 dicembre 2012) relativi a depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd.

## Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2012	Accantonamenti	Rilevazione iniziale e variazione stima	Effetto attualizzazione	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Differenza cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2013
Fondo abbandono e ripristino siti e social project	2.407		(191)	241	(300)	(2)	(298)	45	6.902
Fondo rischi ambientali	2.928	158		(3)	(182)	(31)	(2)	(6)	2.862
Fondo rischi per contenziosi	1.419	431			(781)	(209)	(13)	13	860
Fondo per imposte	395	130			(18)		(16)	(14)	477
Fondo esodi agevolati	202	251		2	(51)	(2)		5	407
Fondo contratti onerosi	54	381			(39)	(13)	(11)		372
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	343	156			(130)			(11)	358
Fondo certificati verdi	241	108			(63)	(11)			275
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	194	28				(32)	(3)	(10)	177
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	39	62			(3)	(3)	1		96
Fondo mutua assicurazione OIL	106	1				(5)	(1)	(8)	93
Fondo rischi contrattuali	52	69			(36)		(2)		83
Fondo approvvigionamento merci	24				(24)				
Altri fondi (*)	199	85			(19)	(4)	(2)	(54)	205
	13.603	1.860	(191)	240	(1.646)	(312)	(347)	(40)	13.167

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

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project di €6.902 milioni rappresenta la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti (€6.534 milioni). La rilevazione iniziale e variazione di stima di €191 milioni sono dovute alla revisione dei costi di abbandono, alla variazione dei tassi di attualizzazione e alle nuove obbligazioni sorte nell'esercizio nel settore Exploration & Production. L'effetto attualizzazione rilevato a conto economico di €241 milioni è stato determinato con tassi di attualizzazione compresi tra lo 0,7% e il 9,4% (1,4% e il 9,3% al 31 dicembre 2012). Gli esborsi più significativi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale di circa trent'anni a partire dal 2017.

Il fondo rischi ambientali di €2.862 milioni accoglie la stima degli oneri relativi a interventi ambientali previsti da norme di legge e regolamenti, ovvero la stima dei costi delle opere e degli impianti di bonifica e ripristino delle aree di proprietà o in concessione di siti dismessi. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita alla Syndial SpA per €2.353 milioni e al settore Refining & Marketing per €381 milioni. Gli accantonamenti di €158 milioni riguardano la Syndial SpA per €62 milioni e il settore Refining & Marketing per €75 milioni. Gli utilizzi a fronte oneri di €182 milioni riguardano la Syndial SpA per €96 milioni e il settore Refining & Marketing per €66 milioni.

Il fondo rischi per contenziosi di €860 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali, contenziosi legali, procedimenti arbitrari di natura commerciale e sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio nel settore Gas & Power per €440 milioni e nella Syndial SpA per €157 milioni. Gli accantonamenti e gli utilizzi a fronte oneri rispettivamente di €431 milioni e €781 milioni sono riferiti principalmente al settore Gas & Power e sono relativi alla revisione del prezzo di

80136/566

alcuni contratti di acquisto e vendita gas di lungo termine anche in base alla definizione di lodi arbitrali. Gli utilizzi per esuberanza di €209 milioni riguardano principalmente il settore Gas & Power.

Il fondo per imposte di €477 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore di consociate italiane ed estere del settore Exploration & Production (€396 milioni) e nel settore Ingegneria & Costruzioni (€55 milioni).

Il fondo esodi agevolati di €407 milioni è riferito principalmente allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano, ai sensi della Legge 223/1991, nel biennio 2013-2014 e nel biennio 2010-2011. Gli accantonamenti di €251 milioni sono riferiti essenzialmente al piano di mobilità a carico Eni per il biennio 2013-2014.

Il fondo per contratti onerosi di €372 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso e accoglie in particolare le perdite attese da un progetto di rigassificazione negli Stati Uniti e dal mancato utilizzo di un'infrastruttura per il trasporto del gas.

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione di €358 milioni accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione del Gruppo Eni Insurance Ltd. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio €152 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.

Il fondo certificati verdi di €275 milioni accoglie gli oneri aggiuntivi che i produttori di energia elettrica devono sostenere per aver utilizzato nel processo produttivo fonti di energia non rinnovabili.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate di €177 milioni accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate.

Il fondo dismissioni e ristrutturazioni di €96 milioni è riferito essenzialmente al settore Versalis (€56 milioni) e alla Syndial (€28 milioni).

Il fondo mutua assicurazione OIL di €93 milioni accoglie gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione OIL Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere in funzione della sinistrosità verificatasi negli esercizi precedenti.

Il fondo rischi contrattuali di €83 milioni è riferito al settore Ingegneria & Costruzioni.

## Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
TFR	354	347
Piani esteri a benefici definiti	671	585
Fisde e altri piani medici esteri	143	136
Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine	206	177
	1.374	1.245

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando è destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, può rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali.

I piani esteri a benefici definiti sono relativi in particolare a fondi per piani pensione che riguardano schemi pensionistici a prestazioni definite adottati da imprese di diritto non italiano presenti principalmente in Nigeria, in Germania e nel Regno Unito; la prestazione è una rendita determinata in base all'anzianità di servizio in azienda e alla retribuzione erogata durante l'ultimo anno di servizio oppure in base alla retribuzione annua media corrisposta in un periodo determinato e antecedente la cessazione del rapporto di lavoro.

L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) e altri piani medici esteri vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita, il piano di incentivazione di lungo termine e i premi di anzianità. I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle performance aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati. Il piano di incentivazione di lungo termine (ILT) prevede, dopo tre anni dall'assegnazione, l'erogazione di un beneficio monetario variabile legato all'andamento di un parametro di performance rispetto a un benchmark group di compagnie petrolifere internazionali. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e, per quanto riguarda l'Italia, sono erogati in natura.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

[€ milioni]	31.12.2012					31.12.2013				
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	391	1.105	124	211	1.831	354	1.290	143	206	1.993
Costo corrente		42	1	54	97		58	3	48	109
Interessi passivi	15	41	6	5	67	11	45	4	3	63
Rivalutazioni:	63	66	24	4	157	(5)	(51)	(7)	(25)	(88)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche						(3)	6	(4)	1	
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	60	38	27		125		(45)	(2)	(21)	(68)
- Effetto dell'esperienza passata	3	28	(3)	4	32	(2)	(12)	(1)	(5)	(20)
Costo per prestazioni passate e utili/perdite per estinzione		(3)			(3)		5		(2)	3
Contributi al piano:							1			1
- Contributi dei dipendenti							1			1
Benefici pagati	(34)	(33)	(7)	(49)	(123)	(14)	(33)	(7)	(48)	(102)
Variazione dell'area di consolidamento	(84)		(6)	(23)	(113)	1				1
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	3	72	1	4	80		(88)		(5)	(93)
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	354	1.290	143	206	1.993	347	1.227	136	177	1.887
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		570			570		619			619
Interessi attivi		22			22		22			22
Rendimento delle attività a servizio del piano		3			3		2			2
Costo per prestazioni passate e utili/perdite per estinzione							(1)			(1)
Spese amministrative pagate							(1)			(1)
Contributi al piano:		27			27		39			39
- Contributi dei dipendenti							1			1
- Contributi del datore di lavoro		27			27		38			38
Benefici pagati		(20)			(20)		(16)			(16)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		17			17		(22)			(22)
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		619			619		642			642
Passività netta rilevata in bilancio (a-b)	354	671	143	206	1.374	347	585	136	177	1.245

I piani esteri a benefici definiti di €585 milioni (€671 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano principalmente fondi per piani pensione per €395 milioni (€487 milioni al 31 dicembre 2012).

La passività netta relativa ai piani esteri a benefici definiti comprende la passività di competenza dei partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di €308 milioni e €264 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2012 e al 31 dicembre 2013; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine di €177 milioni (€206 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano gli incentivi monetari differiti per €86 milioni (€107 milioni al 31 dicembre 2012), i premi di anzianità per €48 milioni (€56 milioni al 31 dicembre 2012), il piano di incentivazione di lungo termine per €8 milioni (€11 milioni al 31 dicembre 2012) e altri piani esteri a lungo termine per €35 milioni (€32 milioni al 31 dicembre 2012).

80136(568)

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine	Totale
<b>2012</b>					
Costo corrente		42	1	54	97
Costo per prestazioni passate e utili/perdite per estinzione		(3)			(3)
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	15	41	6	5	67
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(22)			(22)
Totale interessi passivi (attivi) netti	15	19	6	5	45
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"				5	5
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	15	19	6		40
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				4	4
Altri costi/spese amministrative pagate					
<b>Totale</b>	<b>15</b>	<b>58</b>	<b>7</b>	<b>63</b>	<b>143</b>
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"				63	103
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	15	19	6		40
<b>2013</b>					
Costo corrente		58	3	48	109
Costo per prestazioni passate e utili/perdite per estinzione		6		(2)	4
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	11	45	4	3	63
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(22)			(22)
Totale interessi passivi (attivi) netti	11	23	4	3	41
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"				3	3
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	11	23	4		38
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				(25)	(25)
Altri costi/spese amministrative pagate		1			1
<b>Totale</b>	<b>11</b>	<b>88</b>	<b>7</b>	<b>24</b>	<b>130</b>
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"				24	92
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	11	23	4		38

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012				2013			
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Totale
<b>Rivalutazioni:</b>								
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche					(3)	6	(4)	(1)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	60	38	27	125	(45)	(2)	(47)	(47)
- Effetto dell'esperienza passata	3	28	(3)	28	(2)	(12)	(1)	(15)
- Rendimento delle attività a servizio del piano		(3)		(3)		(2)		(2)
<b>Totale</b>	<b>63</b>	<b>63</b>	<b>24</b>	<b>150</b>	<b>(5)</b>	<b>(53)</b>	<b>(7)</b>	<b>(65)</b>

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	Disponibilità liquide ed equivalenti	Strumenti rappresentativi di capitale	Strumenti rappresentativi di debito	Immobili	Derivati	Fondi comuni di investimento	Attività detenute da compagnie di assicurazione	Altre attività	Totale
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	20	88	412	9	5	2	1	85	622
- con prezzi non quotati in mercati attivi	2		7	2		1	5	3	20
	22	88	419	11	5	3	6	88	642

Le attività al servizio del piano sono, generalmente, gestite da asset manager esterni che operano all'interno di strategie di investimento, definite dalle società di Eni, aventi la finalità di assicurare che le attività siano sufficienti al pagamento dei benefici. A tale scopo, gli investimenti sono volti alla massimizzazione del rendimento atteso e al contenimento del livello di rischio attraverso un'opportuna diversificazione.

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine
<b>2012</b>				
Tasso di sconto	(%)	3,0	1,9-15,5	3,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	2,0-14,0	
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,5-13,8	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		15-24	24
<b>2013</b>				
Tasso di sconto	(%)	3,0	2,1-13,5	3,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	2,0-14,0	
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-11,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		15-24	24,0

Le principali ipotesi attuariali adottate per i piani esteri a benefici definiti più rilevanti si analizzano per area geografica come segue:

	Eurozona	Resto Europa	Africa	Resto del Mondo	Piani esteri a benefici definiti
<b>2013</b>					
Tasso di sconto	(%)	2,9-3,3	2,1-4,4	3,5-13,5	2,5-7,8
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,0-3,1	2,5-4,9	5,0-14,0	5,0-10,0
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-3,4	3,5-11,0	3,0-5,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni	21	22-24	15	15-24

Il tasso di sconto adottato è stato determinato considerando i rendimenti di titoli obbligazionari di aziende primarie (rating AA), nei Paesi dove il mercato corrispondente è sufficientemente significativo o i rendimenti di titoli di stato in caso contrario. Le tavole demografiche adottate sono quelle utilizzate nei singoli Paesi per l'elaborazione delle valutazioni IAS 19. Il tasso di inflazione è stato determinato considerando le previsioni sul lungo termine emesse dagli istituti bancari nazionali o internazionali.

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

(€ milioni)	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita dei salari	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario	Tasso di crescita delle pensioni
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(20)	23	15			
Piani esteri a benefici definiti	(77)	77	36	26		28
Fisde e altri piani medici esteri	(8)	9			9	
Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine	(3)	3	1			

80136/570

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati. L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €109 milioni, di cui €65 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti è di seguito indicato:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine
2014	6	35	7	44
2015	6	39	7	46
2016	7	43	7	48
2017	9	40	7	5
2018	12	58	7	3
Oltre	307	370	101	54

La durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti è di seguito indicata:

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine
2012					
Duration media ponderata	anni	11,6	16,1	13,4	5,1
2013					
Duration media ponderata	anni	12,7	18,6	13,1	4,4

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 - Rapporti con parti correlate.

## Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di €3.558 milioni (€3.630 milioni al 31 dicembre 2012).

(€ milioni)	Valore al 31.12.2012	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2013
	6.740	1.120	(1.047)	(504)	414	6.723

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

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Passività per imposte differite	10.320	10.281
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.630)	(3.558)
	6.740	6.723
Attività per imposte anticipate non compensabili	(5.027)	(4.662)
Passività per imposte differite nette	1.713	2.061

Le passività nette per imposte differite di €2.061 milioni (€1.713 milioni al 31 dicembre 2012) comprendono la rilevazione in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato: (i) alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge (€70 milioni di imposte anticipate); (ii) alla rivalutazione di piani a benefici definiti ai dipendenti (€13 milioni di imposte anticipate); (iii) alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari disponibili per la vendita (€2 milioni di imposte differite).

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2012	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2013
<b>Imposte sul reddito differite</b>						
- ammortamenti eccedenti	7.406	736	(354)	(371)	194	7.611
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti a seguito di business combination	1.161	157	(48)	(63)	93	1.300
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	537	4	(166)	(47)	59	387
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	89	27	(5)			111
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	24	(3)	(7)			14
- altre	1.153	199	(467)	(23)	(4)	858
	<b>10.370</b>	<b>1.120</b>	<b>(1.047)</b>	<b>(504)</b>	<b>342</b>	<b>10.281</b>
<b>Imposte sul reddito anticipate - Lordo</b>						
- perdite fiscali portate a nuovo	(1.107)	(1.154)	23	80	(188)	(2.346)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(2.153)	(75)	409	73	(150)	(1.896)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.884)	(572)	730	3	23	(1.700)
- ammortamenti non deducibili	(2.018)	(134)	578	63	(110)	(1.621)
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(752)	(642)	161		43	(1.190)
- utili infragruppo	(693)	(5)	93	2	135	(468)
- altre	(1.677)	(457)	298	43	224	(1.569)
	<b>(10.284)</b>	<b>(3.039)</b>	<b>2.292</b>	<b>264</b>	<b>(23)</b>	<b>(10.790)</b>
<b>Fondo svalutazione imposte sul reddito anticipate</b>	<b>1.627</b>	<b>969</b>		<b>(27)</b>	<b>1</b>	<b>2.570</b>
<b>Imposte sul reddito anticipate nette</b>	<b>(8.657)</b>	<b>(2.070)</b>	<b>2.292</b>	<b>237</b>	<b>(22)</b>	<b>(8.220)</b>
<b>Passività nette per imposte differite</b>	<b>1.713</b>	<b>(950)</b>	<b>1.245</b>	<b>(267)</b>	<b>320</b>	<b>2.061</b>

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde a un'aliquota media del 32,2% per le imprese italiane, che tiene conto delle diverse normative applicabili per le imprese del settore energia e per le imprese rientranti nel consolidato fiscale e a un'aliquota media del 33,5% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a €7.379 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €6.124 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a imprese italiane per €3.652 milioni e a imprese estere per €3.727 milioni. Le perdite fiscali, di cui è probabile l'utilizzo, ammontano a €6.050 milioni e sono riferite a imprese italiane per €3.505 milioni e a imprese estere per €2.545 milioni; le relative imposte differite attive ammontano rispettivamente a €1.128 milioni e €852 milioni.

## Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	271	282
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	13	1
Altri debiti verso l'Amministrazione finanziaria	1	1
Altri debiti	57	75
Altre passività	1.635	1.345
	<b>1.977</b>	<b>1.704</b>

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

80136/572

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2012			31.12.2013		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
<b>Contratti su valute</b>						
Currency swap	42	2.055	420	53	1.075	130
Outright	1	3		36	878	
Interest currency swap				3		74
	<b>43</b>	<b>2.058</b>	<b>420</b>	<b>92</b>	<b>1.953</b>	<b>204</b>
<b>Contratti su tassi d'interesse</b>						
Interest rate swap	65		530	40	50	390
	<b>65</b>		<b>530</b>	<b>40</b>	<b>50</b>	<b>390</b>
<b>Contratti su merci</b>						
Over the counter	89	405	952	23	31	159
Future	1	66	9			
Altri	13		33			
	<b>103</b>	<b>471</b>	<b>994</b>	<b>23</b>	<b>31</b>	<b>159</b>
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	60			127		
	<b>271</b>	<b>2.529</b>	<b>1.944</b>	<b>282</b>	<b>2.034</b>	<b>753</b>

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €282 milioni (€271 milioni al 31 dicembre 2012) riguarda: (i) per €155 milioni (€198 milioni al 31 dicembre 2012) strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all' hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non direttamente riconducibile alle transazioni commerciali o finanziarie originarie; (ii) per €127 milioni (€60 milioni al 31 dicembre 2012) la componente opzionale implicita dei prestiti obbligazionari convertibili in azioni ordinarie Snam SpA e Galp Energia SGPS SA, rispettivamente €81 milioni e €46 milioni (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 - Passività finanziarie a lungo termine); (iii) per €13 milioni al 31 dicembre 2012 derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas del settore Exploration & Production.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €1 milione (€13 milioni al 31 dicembre 2012) è riferito alle coperture del settore Gas & Power e riguarda operazioni di copertura del rischio cambio e prezzi su commodity descritte alla nota n. 14 - Altre attività correnti. Il fair value attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2014 è indicato alla nota n. 21 - Altre attività non correnti; il fair value passivo e attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 2014 è indicato rispettivamente alle note n. 26 - Altre passività correnti e n. 14 - Altre attività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 33 - Patrimonio netto e n. 37 - Costi operativi. Gli impegni di acquisto e di vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a €1 milione e €24 milioni (rispettivamente €24 milioni e €223 milioni al 31 dicembre 2012). Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 35 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Le altre passività di €1.345 milioni (€1.635 milioni al 31 dicembre 2012) comprendono gli anticipi di €876 milioni (€968 milioni al 31 dicembre 2012) incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica e gli anticipi di €149 milioni (€380 milioni al 31 dicembre 2012) ricevuti dai clienti somministrati per quantità di gas non ritirate a seguito dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine il cui recupero si ritiene sarà eseguito oltre il prossimo esercizio.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 - Rapporti con parti correlate.

## Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Nel 2013, le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di €2.296 milioni e €140 milioni, riguardano essenzialmente: (i) il 60% della partecipazione in Artic Russia BV (intera quota posseduta). La partecipazione in Artic Russia BV è stata classificata nella attività destinate alla vendita e valutata al fair value per effetto del venir meno del controllo congiunto in quanto si sono verificate, prima della fine dell'anno, tutte le condizioni sospensive incluse nel Sale Purchase Agreement firmato con Gazprom nel mese di novembre 2013. Il valore di libro della partecipazione di €2.131 milioni comprende la rivalutazione per valutazione al fair value di €1.682 milioni rilevata a conto economico. L'incasso del corrispettivo della vendita è avvenuto nel mese di gennaio 2014. Il fair value è stato determinato sulla base del prezzo di vendita. L'Artic Russia BV possiede il 49% di Severenergia, società titolare di quattro licenze di esplorazione e produzione di idrocarburi nella regione dello Yamal Nenets (Siberia); (ii) asset non strategici del settore Exploration & Production e relative passività associabili (rispettivamente €143 milioni e €140 milioni).

Nel corso del 2013 sono stati ceduti asset non strategici del settore Exploration & Production per un valore di libro di €329 milioni e relative passività associabili di €195 milioni, nonché la partecipazione del settore Refining & Marketing in Super Octanos SA per €52 milioni.

## Patrimonio netto

### Interessenze di terzi

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

(€ milioni)	Utile netto		Patrimonio netto	
	2012	2013	31.12.2012	31.12.2013
Saipem SpA	628	(190)	3.216	2.748
Società EniPower Ferrara Srl	9	9	87	95
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	(55)	(10)	65	53
Tigáz Zrt	(47)	(2)	33	
Snam SpA	356			
Altre	(5)	5	97	68
	<b>886</b>	<b>(188)</b>	<b>3.498</b>	<b>2.964</b>

### Patrimonio netto di Eni

Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.201	6.201
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(16)	(154)
Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	144	81
Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(88)	(72)
Altre riserve	292	296
Riserva per differenze cambio da conversione	942	(698)
Azioni proprie	(201)	(201)
Utili relativi a esercizi precedenti	40.988	44.626
Acconto sul dividendo	(1.956)	(1.993)
Utile dell'esercizio	7.790	5.160
	<b>59.060</b>	<b>58.210</b>

### Capitale sociale

Al 31 dicembre 2013, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 ed è rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (stessi ammontari al 31 dicembre 2012).

Il 10 maggio 2013 l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la distribuzione del dividendo di €0,54 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2012 di €0,54 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento a partire dal 23 maggio 2013, con data di stacco cedola il 20 maggio 2013 e record date il 22 maggio 2013. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2012 ammonta perciò a €1,08; (ii) la revoca, per la parte non ancora eseguita alla data dell'Assemblea, dell'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione all'acquisto di azioni proprie deliberata dall'Assemblea del 16 luglio 2012; (iii) l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario – in una o più volte e comunque entro 18 mesi dalla data della delibera – fino a un massimo di numero 363.000.000 azioni ordinarie Eni, a un corrispettivo non inferiore a €1,102 e non superiore al prezzo ufficiale di Borsa registrato dal titolo nella seduta di Borsa precedente ogni singola operazione aumentato del 5% e comunque fino all'ammontare complessivo di €6 miliardi secondo le modalità operative stabilite nei regolamenti di organizzazione e gestione di Borsa Italiana SpA. Al fine di rispettare il limite previsto dal terzo comma dell'art. 2357 del Codice Civile, il numero di azioni da acquistare e il relativo ammontare saranno determinati considerando il numero e l'ammontare delle azioni Eni già in portafoglio.

### Riserva legale

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

### Riserva per acquisto di azioni proprie

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti. L'ammontare di €6.201 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2012) comprende il valore di libro delle azioni proprie acquistate di €201 milioni.

80136/574

**Riserva fair value strumenti finanziari derivati Cash Flow Hedge, riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita e riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti**

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

(€ milioni)	Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge			Strumenti finanziari disponibili per la vendita			Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti			Totale		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2011	77	(28)	49	(9)	1	(8)				68	(27)	41
Variazione dell'esercizio 2012	(24)	9	(15)	157	(5)	152	(138)	50	(88)	(5)	54	49
Differenze cambio										(78)	28	(50)
Utilizzo a conto economico	(78)	28	(50)									
Riserva al 31 dicembre 2012	(25)	9	(16)	148	(4)	144	(138)	50	(88)	(15)	55	40
Variazione dell'esercizio 2013	(301)	93	(208)	9		9	55	(38)	17	(237)	55	(182)
Differenze cambio							(2)	1	(1)	(2)	1	(1)
Utilizzo a conto economico	102	(32)	70	(74)	2	(72)				28	(30)	(2)
Riserva al 31 dicembre 2013	(224)	70	(154)	83	(2)	81	(85)	13	(72)	(226)	81	(145)

La riserva relativa agli strumenti finanziari disponibili per la vendita di €81 milioni (€144 milioni al 31 dicembre 2012), al netto dell'effetto fiscale, è riferita alla valutazione al fair value della partecipazione Galp Energia SGPS SA per €76 milioni (Galp Energia SGPS SA per €130 milioni e Snam SpA per €8 milioni al 31 dicembre 2012) e di titoli per €5 milioni (€6 milioni al 31 dicembre 2012). La riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti negativa per €72 milioni (negativa per €88 milioni al 31 dicembre 2012), al netto dell'effetto fiscale, è riferita per €2 milioni negativi (€1 milione negativo al 31 dicembre 2012) alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto.

**Altre riserve**

Le altre riserve di €296 milioni (€292 milioni al 31 dicembre 2012) si analizzano come segue:

- per €247 milioni riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita alle interessenze di terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di Snamprogetti SpA a Saipem Projects SpA, entrambe incorporate da Saipem SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2012);
- per €157 milioni riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2012);
- per €18 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito della cessione di azioni proprie da parte di Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti (stesso ammontare al 31 dicembre 2012);
- per €5 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 47,60% di interessenze di terzi relative a Tigaz Zrt (€1 milione al 31 dicembre 2012);
- negative per €124 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 45,93% di interessenze di terzi relative ad Altergaz SA, ora Eni Gas & Power France SA (stesso ammontare al 31 dicembre 2012);
- negative per €7 milioni riguardano la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (stesso ammontare al 31 dicembre 2012).

**Riserva per differenze cambio**

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

**Azioni proprie**

Le azioni proprie ammontano a €201 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2012) e sono rappresentate da n. 11.388.287 azioni ordinarie Eni (stesso numero al 31 dicembre 2012) possedute da Eni SpA. Le azioni proprie per €53 milioni (€161 milioni al 31 dicembre 2012), rappresentate da n. 2.980.725 azioni ordinarie (n. 8.259.520 azioni ordinarie al 31 dicembre 2012), sono al servizio di piani di stock option residuali. Il decremento di n. 5.278.795 azioni riflette la decadenza dei diritti sottostanti.

Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di stock option sono fornite alla nota n. 37 - Costi operativi.

**Acconto sul dividendo**

L'acconto sul dividendo di €1.993 milioni riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2013 di €0,55 per azione deliberato il 19 settembre 2013 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 26 settembre 2013.

**Riserve distribuibili**

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2013 comprende riserve distribuibili per circa €47.300 milioni.

## Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2012	2013	31.12.2012	31.12.2013
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	9.078	4.410	40.537	40.733
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	261	1.457	21.576	21.546
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(2.683)	(499)	1.503	324
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	1.222	(174)	711	605
- eliminazione di utili infragruppo	638	219	(2.652)	(2.369)
- imposte sul reddito differite e anticipate	160	(444)	873	323
- altre rettifiche		3	10	12
	8.676	4.972	62.558	61.174
Interessenze di terzi	(886)	188	(3.498)	(2.964)
Come da bilancio consolidato	7.790	5.160	59.060	58.210

## Altre informazioni

### Principali acquisizioni

#### ASA Trade SpA

Nel mese di marzo 2013 Eni ha perfezionato l'acquisizione del 100% del capitale sociale della società ASA Trade SpA che commercializza gas in Toscana. L'allocazione del valore complessivo di €29 milioni alle attività e passività acquisite è stata effettuata in via definitiva.

Di seguito i valori di bilancio ante e post allocazione del prezzo di acquisto.

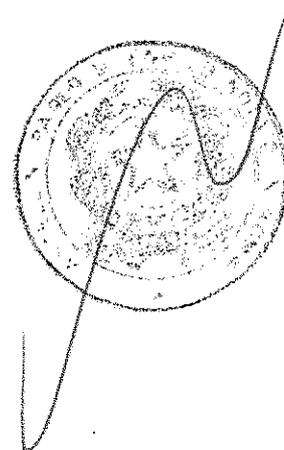
(€ milioni)	ASA Trade SpA	
	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo
Attività correnti	27	27
Goodwill		24
Altre attività non correnti	3	3
Attività acquisite	30	54
Passività correnti	25	25
Passività acquisite	25	25
Patrimonio netto di Gruppo acquisito	5	29

80136/576

## Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2011	2012	2013
<b>Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda</b>			
Attività correnti		108	51
Attività non correnti	122	171	39
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		46	(12)
Passività correnti e non correnti	(4)	(99)	(36)
Effetto netto degli investimenti	118	226	42
Interessenza di terzi	(3)		
Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo			(8)
Totale prezzo di acquisto	115	226	34
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti		(48)	(9)
Flusso di cassa degli investimenti	115	178	25
<b>Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda</b>			
Attività correnti	618	2.112	61
Attività non correnti	136	18.740	50
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	257	(12.443)	16
Passività correnti e non correnti	(662)	(4.123)	(27)
Effetto netto dei disinvestimenti	349	4.286	50
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		(943)	
Plusvalenza per disinvestimenti	727	2.021	3.359
Interessenze di terzi	(5)	(1.840)	(8)
Totale prezzo di vendita	1.071	3.524	3.401
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(65)	(3)	
Flusso di cassa dei disinvestimenti	1.006	3.521	3.401

I disinvestimenti del 2013 riguardano: (i) la cessione del 28,57% di Eni East Africa SpA a China National Petroleum Corporation (CNPC) per il corrispettivo di €3.386 milioni. CNPC, attraverso la partecipazione in Eni East Africa, acquisisce indirettamente una quota del 20% dei diritti minerari dell'Area 4 in Mozambico; (ii) la cessione dell'intera quota posseduta (63,33%) di Finpipe GIE, proprietaria della rete di trasporto gas belga concessa in locazione alla società belga Fluxys, per il corrispettivo di €15 milioni.



## Garanzie, impegni e rischi

### Garanzie

Le garanzie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012			31.12.2013		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate consolidate		11.350	11.350		11.961	11.961
Imprese controllate non consolidate		161	161		160	160
Imprese a controllo congiunto e collegate	6.208	892	7.100	6.274	223	6.497
Altri	2	289	291	2	174	176
	6.210	12.692	18.902	6.276	12.518	18.794

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese consolidate di €11.961 milioni (€11.350 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €7.858 milioni (€7.511 milioni al 31 dicembre 2012), di cui €4.920 milioni relativi al settore Ingegneria & Costruzioni (€5.491 milioni al 31 dicembre 2012); (ii) rimborso di crediti IVA da parte dell'Amministrazione finanziaria per €1.408 milioni (€1.370 milioni al 31 dicembre 2012); (iii) rischi assicurativi per €293 milioni che Eni ha riassicurato (€298 milioni al 31 dicembre 2012).

L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €11.781 milioni (€11.266 milioni al 31 dicembre 2012).

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di €160 milioni (€161 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano contratti autonomi e lettere di patronage rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per €147 milioni (€154 milioni al 31 dicembre 2012).

L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €29 milioni (€34 milioni al 31 dicembre 2012).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese a controllo congiunto e collegate di €6.497 milioni (€7.100 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di €6.122 milioni (stesso importo al 31 dicembre 2012) rilasciata da Eni SpA alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno; a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio, escluse le società controllate da Eni, hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché garanzie bancarie a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate; (ii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €253 milioni (€828 milioni al 31 dicembre 2012); la garanzia relativa al contratto autonomo rilasciato da Eni SpA per conto di Blue Stream Pipeline Co BV (50% Eni) a favore del consorzio internazionale di banche che ha finanziato la società (€657 milioni al 31 dicembre 2012) è stata estinta; (iii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per €62 milioni (€91 milioni al 31 dicembre 2012).

L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €382 milioni (€456 milioni al 31 dicembre 2012).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €176 milioni (€291 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano principalmente: (i) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,6%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione (€147 milioni). L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di €147 milioni (€159 milioni al 31 dicembre 2012); (ii) le garanzie rilasciate a favore di banche e di altri finanziatori per la concessione di prestiti e linee di credito nell'interesse di partecipazioni minori o imprese cedute per €10 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2012). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €162 milioni (€278 milioni al 31 dicembre 2012).

### Impegni e rischi

Gli impegni e rischi si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Impegni	16.247	14.200
Rischi	431	377
	16.678	14.577

Gli impegni di €14.200 milioni (€16.247 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in €9.804 milioni (€11.260 milioni al 31 dicembre 2012); (ii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Angola LNG Supply Service Llc per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA) per 20 anni (fino al 2031). L'impegno contrattuale è stimato in €2.228 milioni (€2.613 milioni al 31 dicembre 2012) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (iii) l'impegno contrattuale assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Gulf LNG Energy per l'acquisizione della capacità di rigassificazione del terminale di Pascagoula (USA) per circa 6 miliardi di metri cubi/anno per 20 anni (fino al 2031). L'impegno contrattuale

80136/578

previsto è stimato per un ammontare di €1.059 milioni (€1.167 milioni al 31 dicembre 2012) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (iv) l'impegno contrattuale assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Cameron LNG Llc del Gruppo Sempra per l'acquisto di capacità di rigassificazione del terminale di Cameron (USA) per circa 6 miliardi di metri cubi/anno per 20 anni (fino al 2029). L'impegno contrattuale è stimato in €852 milioni (€946 milioni al 31 dicembre 2012) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità". Nel febbraio 2014 Sempra ha ottenuto l'autorizzazione per l'export di GNL da parte delle competenti autorità statunitensi ed è in attesa di ottenere l'autorizzazione per la riconversione del terminale in impianto di liquefazione. Tale sviluppo potrebbe portare alla risoluzione anticipata del contratto di rigassificazione riducendo in misura significativa gli impegni futuri di acquisto previsti dal contratto originario; (v) gli impegni, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per €138 milioni (€139 milioni al 31 dicembre 2012); questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (vi) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc per il contratto di trasporto gas dal terminale di Cameron (USA) alla rete americana per 20 anni (fino al 2029). L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di €90 milioni (€100 milioni al 31 dicembre 2012) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità". I rischi di €377 milioni (€431 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano: (i) rischi di custodia di beni di terzi per €90 milioni (€123 milioni al 31 dicembre 2012); (ii) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €287 milioni (€308 milioni al 31 dicembre 2012).

#### Impegni non quantificabili

La Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto CARDÓN IV (50% Eni), titolare della concessione del giacimento Perla in Venezuela, per la fornitura a PDVSA GAS del gas estratto fino all'anno 2036, termine della concessione mineraria. L'impegno massimo quantificabile al 31 dicembre 2012 era di \$800 milioni corrispondente al valore massimo in quota Eni della penale contrattualmente prevista nel caso di risoluzione unilaterale anticipata del contratto di fornitura. Eni ha sostituito la garanzia nel corso del mese di marzo 2013 a seguito delle rinegoziazioni dei termini della fornitura. In particolare è venuta meno la clausola di risoluzione unilaterale anticipata con la quantificazione della penale precedentemente prevista, conseguentemente il valore della garanzia non è più determinabile dovendo essere determinata in caso di inadempimento secondo la legislazione locale. Il valore complessivo della fornitura in quota Eni pari a circa \$11 miliardi, pur non costituendo un riferimento valido per valorizzare la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo del rischio. Analoga garanzia è stata prestata a Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS. Con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI-Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con la Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione dei lavori relativi al primo lotto costruttivo della linea ferroviaria AV Milano-Verona, Milano-Brescia. Il suddetto Atto Integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due. A tutela della garanzia prestata, il Regolamento del Consorzio CEPAV Due obbliga i consorziati a rilasciare in favore di Eni adeguate manleve e garanzie. A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

#### Gestione dei rischi finanziari

##### Rischi finanziari

Sono tali i rischi connessi a mercato, credito e liquidità.

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). La parte fondamentale di tale "policy" è la gestione integrata e accentrata del rischio di prezzo commodity e l'adozione di strategie di Asset Backed Hedging per ottimizzare l'esposizione di Eni a tali rischi.

##### Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International, Eni Finance USA e Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento del surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni. Il rischio di prezzo delle commodity è trasferito dalle singole unità di business (Divisioni/Società) alla Direzione Midstream, mentre Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei relativi derivati di copertura (attività di execution). Eni Trading & Shipping e Eni SpA svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF) o sedi similari e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari, attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trading & Shipping e Eni SpA sulla base delle asset class di competenza.

I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile a operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indiretta-

mente collegata agli asset industriali coperti e effettivamente ottimizzati il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. Considerato che il trading proprietario è segregato ex ante dalle altre attività, la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e in termini di Value at Risk (VaR), metodo che fornisce una rappresentazione dei rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dato un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato, tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio.

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

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

Anche a seguito della liquidità riveniente dalla cessione del Gruppo Snam, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità nel rispetto di quanto definito nel Piano Finanziario in quanto a salvaguardia del capitale, disponibilità della liquidità e ottimizzazione del rendimento della liquidità strategica. L'attività di gestione della liquidità strategica ha determinato per Eni una nuova tipologia di rischio di mercato, il rischio di prezzo della liquidità strategica: tale fattispecie di rischio è riconducibile all'attività di gestione della liquidità strategica realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità.

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

#### **Rischio di tasso di cambio**

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti: sul risultato economico individuale per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

#### **Rischio di tasso d'interesse**

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

80136/580

**Rischio di prezzo delle commodity**

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal Consiglio di Amministrazione in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il Consiglio di Amministrazione identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie minime; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse ad impegni di take or pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (iii) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Rientrano nelle esposizioni di trading proprietario le attività di origination qualora queste non siano collegabili ad asset fisici o contrattuali.

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

Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Le singole Business Unit trasferiscono all'unità di Portfolio Management (Direzione Midstream) il rischio prezzo delle commodity e il connesso rischio cambio economico associato alla propria esposizione; l'unità di Portfolio Management assicura la gestione delle posizioni rivenienti ottimizzando le opportunità di netting e gestendo lo sbilancio sul mercato, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping), per la gestione del rischio commodity, e delle competenti funzioni di finanza operativa, per la gestione del collegato rischio cambio. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (futures) e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over The Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

**Rischio di prezzo della liquidità strategica**

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi quando sono valutati in bilancio al fair value. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una specifica politica di investimento con obiettivi e vincoli, definiti in termini di attività finanziarie investibili e limiti operativi, e principi di governance che regolano la gestione e i sistemi di controllo. La costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità si propone principalmente di rispondere ai seguenti obiettivi: (i) garanzia di flessibilità finanziaria. La liquidità deve consentire a Eni di poter far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie); (ii) mantenimento/miglioramento dell'attuale classe di rating attraverso il rafforzamento della struttura patrimoniale e la contestuale disponibilità di una riserva di liquidità che consentano di soddisfare i requisiti delle agenzie di rating.

L'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con la metodologia della simulazione storica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, duration, classe di rating, liquidità e strumenti investibili. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria o la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione ha avuto inizio nel secondo semestre 2013.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2013 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2012) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione) e a quello della liquidità strategica.

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

(€ milioni)	2012				2013			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse <sup>(1)</sup>	8,69	1,41	3,13	1,88	3,67	1,49	2,07	2,15
Tasso di cambio <sup>(1)</sup>	1,31	0,12	0,44	0,19	0,37	0,07	0,14	0,24

{1} I valori relativi al VaR di tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti Strutture di Finanza Operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International, Banque Eni ed Eni Finance USA.

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

(€ milioni)	2012				2013			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali <sup>(1)</sup>	84,20	35,65	59,61	40,99	108,13	36,59	59,92	66,44
Trading <sup>(2)</sup>	5,88	1,11	2,80	1,24	7,50	1,36	4,11	2,93

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

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

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 99%)

(€ milioni)	2012				2013			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica <sup>(1)</sup>					1,07	0,32	0,89	0,92

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

### Rischio di credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Relativamente al rischio di controparte in contratti di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee di indirizzo" individuano come obiettivo di risk management l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalla funzione di finanza operativa e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente.

### Rischio di liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. L'obiettivo di risk management Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di livello percentuale massimo di leverage, livello percentuale minimo del rapporto tra indebitamento a medio/lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento a medio/lungo termine, e di livello minimo della Riserva di liquidità), garantisca a Eni un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili. A tal fine Eni mantiene un significativo ammontare di Riserva di liquidità (attivi finanziari più linee di credito committed), finalizzata a: (i) fronteggiare identificati fattori di rischio che potrebbero alterare significativamente i cash flow previsti nel Piano Finanziario (es. modifiche di scenario e/o dei volumi di produzione, ritardi nell'esecuzione di dismissioni, effettuazione di acquisizioni opportunistiche); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito; (iii) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni. Lo stock di attivi finanziari è impiegato in strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito, nonché l'accesso tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi, di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €15 miliardi; al 31 dicembre 2013 il programma risulta utilizzato per €13,7 miliardi.

Il Gruppo ha un rating Standard & Poor's di A per il debito a lungo termine e A-1 per il breve, outlook negativo; Moody's assegna il rating di A3 per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve, outlook negativo. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tal proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade potenziale del rating sovrano italiano potrebbe ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni, rendendone più probabile un declassamento del rating nonché di quello delle obbligazioni o di altri strumenti di debito da essa emessi. Eni, attraverso il monitoraggio costante dello scenario economico internazionale e un continuo dialogo

80136/582

con gli investitori finanziari e le società di rating, è in grado di recepire eventuali fattori di criticità percepiti dalla comunità finanziaria e di individuare e comunicare tempestivamente le azioni da intraprendere al fine di mitigare tali rischi, in coerenza con le strategie aziendali.

Nel 2013 sono stati emessi complessivamente bond per €4,3 miliardi, di cui €3,1 miliardi di EMTN e €1,2 miliardi di prestito obbligazionario convertibile in azioni Snam.

Al 31 dicembre 2013, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €14,3 miliardi di cui €2,1 miliardi committed. Le linee di credito a lungo termine committed, pari a €4,7 miliardi, risultano tutte disponibili; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

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

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

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

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2013	2014	2015	2016	2017	Oltre	
<b>31.12.2012</b>							
Passività finanziarie a lungo termine	2.555	2.090	3.941	2.180	2.956	8.275	21.997
Passività finanziarie a breve termine	2.223						2.223
Passività per strumenti derivati	925	132	89	2	11	50	1.209
	<b>5.703</b>	<b>2.222</b>	<b>4.030</b>	<b>2.182</b>	<b>2.967</b>	<b>8.325</b>	<b>25.429</b>
Interessi su debiti finanziari	840	725	622	550	465	1.491	4.693
Garanzie finanziarie	212						212

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2014	2015	2016	2017	2018	Oltre	
<b>31.12.2013</b>							
Passività finanziarie a lungo termine	1.757	3.713	3.224	2.951	1.405	9.841	22.892
Passività finanziarie a breve termine	2.742						2.742
Passività per strumenti derivati	996	243	1	5		34	1.279
	<b>5.495</b>	<b>3.956</b>	<b>3.225</b>	<b>2.956</b>	<b>1.405</b>	<b>9.875</b>	<b>26.913</b>
Interessi su debiti finanziari	821	712	651	558	430	1.698	4.870
Garanzie finanziarie	254						254

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

(€ milioni)	Anni di scadenza			
	2013	2014-2017	Oltre	Totale
<b>31.12.2012</b>				
Debiti commerciali	14.993			14.993
Altri debiti e anticipi	8.588	19	39	8.645
	<b>23.581</b>	<b>19</b>	<b>39</b>	<b>23.638</b>

(€ milioni)	Anni di scadenza			
	2014	2015-2018	Oltre	Totale
<b>31.12.2013</b>				
Debiti commerciali	15.529			15.529
Altri debiti e anticipi	8.069	18	57	8.144
	<b>23.598</b>	<b>18</b>	<b>57</b>	<b>23.673</b>

**Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali**

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

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2014	2015	2016	2017	2018	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili <sup>(a)</sup>	706	423	335	263	191	349	2.267
Costi di abbandono e ripristino siti <sup>(b)</sup>	214	162	206	304	331	13.125	14.342
Costi relativi a fondi ambientali <sup>(c)</sup>	279	329	246	126	114	622	1.716
Impegni di acquisto <sup>(d)</sup>	21.304	20.307	17.947	16.437	15.508	150.867	242.370
- Gas							
Take-or-pay	18.228	18.724	16.427	14.967	14.277	143.912	226.535
Ship or pay	1.903	1.322	1.272	1.232	998	5.037	11.764
- Altri impegni di acquisto con clausola take-or-pay e ship-or-pay	130	125	118	109	104	480	1.066
- Altri impegni di acquisto <sup>(e)</sup>	1.043	136	130	129	129	1.438	3.005
Altri impegni	3	3	3	3	3	123	138
- Memorandum di intenti Val d'Agri	3	3	3	3	3	123	138
	22.506	21.224	18.737	17.133	16.147	165.086	260.833

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

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

(c) I costi relativi a fondi ambientali non comprendono gli oneri stanziati nel 2010 (€1.109 milioni) a fronte della transazione ambientale presentata da Eni al Ministero dell'Ambiente riguardo a nove siti di interesse nazionale perché le date di pagamento non sono attendibilmente stimabili.

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

(e) Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per €1.911 milioni.

**Impegni per investimenti**

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di €53,8 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali.

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

80136/584

## Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012			2013		
	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
<b>Strumenti finanziari di negoziazione:</b>						
- Titoli <sup>(a)</sup>				5.004	4	
- Strumenti derivati non di copertura <sup>(b)</sup>	183	(395)		(22)	(180)	
- Strumenti derivati di trading <sup>(b)</sup>	3	(13)		(61)	(8)	
<b>Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:</b>						
- Titoli <sup>(a)</sup>	69	1		80	1	
<b>Strumenti finanziari disponibili per la vendita:</b>						
- Titoli <sup>(a)</sup>	235	8	16	235	7	(1)
<b>Partecipazioni valutate al fair value:</b>						
- Partecipazioni non correnti <sup>(c)</sup>	4.782	4.717	141	2.770	456	(64)
- Partecipazioni non correnti destinate alla vendita <sup>(c)</sup>				2.131	1.702	
<b>Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:</b>						
- Crediti commerciali e altri crediti <sup>(d)</sup>	28.039	(54)		28.799	(277)	
- Crediti finanziari <sup>(d)</sup>	2.981	70		2.141	11	
- Debiti commerciali e altri debiti <sup>(e)</sup>	23.638	104		23.673	28	
- Debiti finanziari <sup>(e)</sup>	24.463	(831)		25.879	(845)	
<b>Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura <sup>(f)</sup></b>	<b>(17)</b>	<b>(290)</b>		<b>(202)</b>	<b>(501)</b>	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €96 milioni di oneri (oneri per €157 milioni nel 2012) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €92 milioni di oneri (oneri per €251 milioni nel 2012).

(c) Gli effetti a conto economico sono rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni" per €2.158 milioni di proventi (proventi per €1.247 milioni nel 2012). Nel 2012 vi erano effetti a conto economico rilevati nell'"Utile netto (perdita netta) - Discontinued operations" per €3.470 milioni.

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" per €311 milioni di oneri (oneri per €25 milioni nel 2012) [svalutazioni al netto degli utilizzi] e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €34 milioni di proventi (oneri per €29 milioni nel 2012) [differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio e valutazione al costo ammortizzato].

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" [differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio].

(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" per €526 milioni di oneri (oneri per €289 milioni nel 2012) e negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €25 milioni di proventi (oneri per €1 milione nel 2012) [componente time value].

## Informazioni sulla compensazione di strumenti finanziari

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

(€ milioni)	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
<b>31.12.2012</b>			
<b>Attività finanziarie</b>			
Crediti commerciali e altri crediti	29.853	1.106	28.747
<b>Passività finanziarie</b>			
Debiti commerciali e altri debiti	24.687	1.106	23.581
<b>31.12.2013</b>			
<b>Attività finanziarie</b>			
Crediti commerciali e altri crediti	30.468	1.395	29.073
Altre attività correnti	1.620	295	1.325
Altre attività non correnti	3.718	35	3.683
<b>Passività finanziarie</b>			
Debiti commerciali e altri debiti	24.993	1.395	23.598
Altre passività correnti	1.752	304	1.448
Altre passività non correnti	1.730	26	1.704

La compensazione di attività e passività finanziarie di €1.725 milioni (€1.106 milioni al 31 dicembre 2012) riguarda per €1.084 milioni (€1.047 milioni al 31 dicembre 2012) la compensazione di crediti e debiti del settore Exploration & Production verso Enti di Stato.

**Informazioni sulla valutazione al fair value**

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

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

In relazione a quanto sopra, gli strumenti finanziari valutati al fair value al 31 dicembre 2013 sono classificati: (i) nel livello 1, le "Attività finanziarie quotate destinate al trading", le "Attività finanziarie disponibili per la vendita", le "Rimanenze - Certificati e diritti di emissione", gli "Strumenti finanziari derivati - Future" e le "Altre partecipazioni" valutate al fair value; (ii) nel livello 2, le "Attività finanziarie non quotate destinate al trading", gli strumenti finanziari derivati diversi dai "Future" compresi nelle "Altre attività correnti", nelle "Altre attività non correnti", nelle "Altre passività correnti" e nelle "Altre passività non correnti". Nel corso dell'esercizio 2013 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Gli ammontari relativi agli strumenti finanziari valutati al fair value sono di seguito indicati.

(€ milioni)	Note	31.12.2012		31.12.2013	
		Livello 1	Livello 2	Livello 1	Livello 2
<b>Attività correnti:</b>					
Attività finanziarie quotate destinate al trading	(8)			4.461	
Attività finanziarie non quotate destinate al trading	(8)				543
Attività finanziarie disponibili per la vendita	(9)	235		235	
Rimanenze - Certificati e diritti di emissione	(11)	19		22	
Strumenti finanziari derivati - Future	(14)	26		64	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(14)		31		14
Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	(14)		890		654
<b>Attività non correnti:</b>					
Altre partecipazioni valutate al fair value	(18)	4.782		2.770	
Altre partecipazioni valutate al fair value destinate alla vendita	(32)				2.131
Strumenti finanziari derivati - Future	(21)	5			
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(21)		2		6
Strumenti finanziari derivati non di copertura	(21)		424		256
<b>Passività correnti:</b>					
Strumenti finanziari derivati - Future	(26)	12		12	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(26)		32		213
Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	(26)		881		771
<b>Passività non correnti:</b>					
Strumenti finanziari derivati - Future	(31)	1			
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(31)		13		1
Strumenti finanziari derivati non di copertura	(31)		270		282

**Contenziosi**

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato. Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi; salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento a fronte dei contenziosi di seguito descritti perché Eni ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

**1. Ambiente****1.1. Contenziosi in materia di salute sicurezza e ambiente di natura penale**

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

Il PM ha stralciato la posizione di tre dipendenti e inviato il relativo fascicolo al GIP con richiesta di archiviazione. Il GIP ha accolto la richiesta di archiviazione avanzata dal PM per le suddette tre posizioni. Per le posizioni non archiviate, all'udienza del 19 aprile 2011, sono state ammesse tutte le parti civili costituite nei confronti degli imputati persone fisiche, con la sola eccezione della richiesta presentata da un parente di una vittima, dichiarata inammissibile per mancanza della causa petendi.

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

In data 5 dicembre 2011, il Giudice ha pronunciato sentenza di assoluzione per le persone fisiche e per la stessa Eni SpA, come persona giuridica,

80136/586

con l'ampia formula del "perché il fatto non sussiste".

Si è in attesa della fissazione della prima udienza di appello a seguito dell'impugnativa proposta dal Pubblico Ministero.

- (ii) **Syndial SpA (quale società incorporante EniChem Agricoltura SpA - Agricoltura SpA in liquidazione - EniChem Augusta Industriale Srl - Fosfotec Srl) - Sito di Crotone.** È pendente presso la Procura della Repubblica di Crotone un procedimento penale per disastro ambientale, avvelenamento di sostanze destinate all'alimentazione e omessa bonifica in relazione all'attività della discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà EniChem Agricoltura nel 1991. Tale discarica, in cui sono stati depositati gli scarti delle attività industriali dello Stabilimento Montedison, oggi Edison, è stata chiusa a partire dal 1989. A decorrere dal 1991, anno in cui la discarica è divenuta di proprietà del Gruppo Eni, non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti. La messa in sicurezza è stata effettuata nel 1999-2000 da Fosfotec Srl. Il procedimento vede imputati alcuni Dirigenti di Società del Gruppo Eni che si sono succedute nella proprietà della discarica a partire dal 1991. Conclusa l'attività da parte dei periti e terminato il loro esame, gli atti sono stati restituiti alla Procura della Repubblica di Crotone per l'ulteriore corso e l'eventuale richiesta di rinvio a giudizio.
- (iii) **Eni Divisione Gas & Power - Sito di Praia a Mare.** È pendente presso la Procura della Repubblica presso il Tribunale di Paola un procedimento penale avente a oggetto presunte malattie professionali per tumori sviluppati da dipendenti dell'ex Stabilimento della Marlane SpA (società già di proprietà della Lanerossi SpA). Nel procedimento si sono costituite 189 parti civili, mentre sono state individuate altre 107 persone offese dal reato. Le parti civili costituite hanno provveduto alla citazione dei Responsabili civili Eni SpA e Marzotto SpA. Le pretese risarcitorie non sono al momento quantificabili. Al termine dell'udienza preliminare il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati per omicidio colposo plurimo (art. 589 c.p.), lesioni colpose (art. 590), disastro ambientale (art. 434) e omissione dolosa di cautele antinfortunistiche (art. 437). Marzotto SpA a seguito di accordo transattivo con Eni ha sottoscritto singoli atti di transazione con tutte le parti civili a eccezione degli enti territoriali. Il procedimento continua in dibattimento.
- (iv) **Syndial SpA e Versalis SpA - Darsena Porto Torres.** Il GIP di Sassari, nel luglio 2012, su richiesta della Procura, ha disposto lo svolgimento di un incidente probatorio relativamente al funzionamento della barriera idraulica del Sito Porto Torres (gestito da Syndial SpA) e alla sua capacità di impedire la dispersione della contaminazione, presente all'interno del sito, nel tratto mare antistante lo stabilimento. Risultano indagati gli Amministratori delegati di Syndial SpA e Versalis SpA, oltre ad alcuni altri manager delle due società. È stato notificato avviso di conclusione indagini e si è in attesa della richiesta di rinvio a giudizio da parte della Procura di Sassari.
- (v) **Syndial SpA - Ente procedente Procura della Repubblica presso il Tribunale di Gela.** Pende innanzi alla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Gela un procedimento avviato nei confronti di 17 ex dipendenti delle società ANIC SpA, EniChem SpA, EniChem Anic SpA, Anic Agricoltura SpA, Agip Petroli SpA e Praoil Aromatici e Raffinazione Srl, ex dipendenti che hanno rivestito nel tempo l'incarico di Responsabile/Direttore dello Stabilimento di Gela e di Responsabile della sicurezza dell'impianto Clorosoda. Il procedimento ha a oggetto i reati di omicidio colposo e lesioni personali gravi e/o gravissime in relazione al decesso di 12 ex dipendenti e a presunte malattie professionali dei dipendenti che avevano prestato servizio presso l'impianto indicato gestito dalle società anzidette. I fatti contestati riguardano il periodo che va dal 1969, anno di messa in esercizio dell'impianto Clorosoda, al 1998 anno in cui sono terminate le operazioni di bonifica dell'impianto. La Procura ha chiesto e ottenuto che venga espletata una perizia medico-legale su oltre 100 lavoratori che hanno prestato la propria attività lavorativa presso l'impianto, al fine di verificare se i decessi avvenuti e le eventuali patologie di cui sono affetti tali soggetti, siano riconducibili alle esposizioni conseguenti all'attività lavorativa espletata e alla mancata implementazione, da parte delle funzioni preposte all'interno delle società, delle cautele occorrenti a garantire la salute e sicurezza degli stessi rispetto ai rischi connessi alle attività lavorative anzidette. Il giudizio, in fase di indagini preliminari, prosegue con incidente probatorio.
- (vi) **Sequestro di aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria - Ente procedente: Procura della Repubblica di Castrovillari.** Alcune aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria sono oggetto di sequestro preventivo a causa di un'indagine relativa alla impropria gestione dei rifiuti industriali della lavorazione dello zinco provenienti dallo Stabilimento ex Pertusola Sud rilevata dalla Syndial ritenuti illecitamente depositati nelle aree sotto sequestro. I fatti sono gli stessi di un procedimento penale per omessa bonifica chiuso nel 2008 senza conseguenze per la società e i dipendenti di Eni Syndial SpA ha eseguito le operazioni di rimozione rifiuti dalle discariche in oggetto e ha sottoscritto, con il Comune di Cerchiara, apposito atto transattivo per il riconoscimento dei danni cagionati dalle discariche abusive realizzate sul territorio comunale. A fronte di detto atto transattivo, il Comune ha rinunciato a ogni azione presente e futura con riferimento ai fatti di cui al procedimento penale. Pendono trattative per definire transattivamente ogni pendenza, anche con il Comune di Cassano, al fine di evitare, nel procedimento penale, la costituzione di parte civile di detto Comune. In data 13 febbraio è stato sottoscritto fra Syndial e Comune di Cassano apposito atto transattivo che chiude definitivamente ogni pendenza di natura risarcitoria. Il procedimento penale è tuttora in corso.
- (vii) **Syndial SpA - procedimento amianto Ravenna.** È pendente dinnanzi al Tribunale di Ravenna un procedimento penale avente a oggetto presunte responsabilità di ex dipendenti di società riconducibili oggi, dopo varie operazioni societarie, a Syndial SpA nella causazione di morti e lesioni da amianto che si sono verificate a partire dal 1991. Le persone offese indicate nel capo di imputazione sono 75. I reati contestati sono omicidio colposo plurimo (589 c.p.), disastro ambientale (534 c.p.). Sono costituite parti civili, oltre a numerosi familiari delle persone decedute, anche l'ASL di Ravenna, l'INAIL di Ravenna, la CGIL, CISL e UIL Provinciali, Legambiente e altre associazioni ambientaliste. Syndial è costituita in giudizio quale responsabile civile. Le difese degli imputati hanno chiesto la pronuncia di intervenuta prescrizione del disastro ambientale per alcuni dei casi di malattie e decessi. Il 6 febbraio 2014, a esito dell'udienza preliminare, il GUP di Ravenna ha disposto con decreto il rinvio a giudizio per tutti gli indagati riconoscendo invece la prescrizione solo alcune ipotesi di lesioni colpose. Il procedimento prosegue nella fase dibattimentale.

## 1.2 Contenzioso in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile o amministrativa

- (i) **Atto di citazione per risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore - Ente procedente: Ministero dell'Ambiente.** Nel mese di maggio 2003, il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Syndial SpA (già EniChem SpA) chiedendo il risarcimento di un asserito

danno ambientale attribuito alla gestione del Sito di Pieve Vergonte da parte di EniChem nel periodo 1990-1996. Con sentenza di primo grado n. 4991/08 del 3 luglio 2008 (depositata l'8 luglio 2008), provvisoriamente esecutiva, il Tribunale Civile di Torino ha condannato Syndial SpA al predetto risarcimento quantificandolo in €1.833,5 milioni oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Sia i consulenti legali e tecnici di Syndial, sia quelli di Eni hanno concordemente ritenuto la predetta sentenza fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto tali da non far ritenere probabile un esito finale negativo del contenzioso e comunque hanno altresì ritenuto assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando nella sentenza congrui riferimenti che possano giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero. Conseguentemente, sulla base di tali pareri legali e tecnici, condivisi anche da consulenti esterni in materia di principi contabili, è stato ritenuto non necessario effettuare accantonamenti a fronte del contenzioso in oggetto. A seguito dell'atto di appello alla sentenza formulato da Syndial nel luglio 2009, il giudizio prosegue dinanzi alla Corte d'Appello di Torino.

Nel corso dell'udienza del 15 giugno 2012, l'Avvocatura dello Stato ha verbalizzato che il Ministero non intende eseguire la sentenza di primo grado fino all'esito del giudizio di merito. La Corte di Appello di Torino, dopo aver chiesto e ottenuto la regolarizzazione della costituzione di Syndial in giudizio, ha disposto la CTU, i cui contenuti, favorevoli a Syndial, sono stati contestati nel merito dall'Avvocatura di Stato. Si è in attesa dell'udienza di discussione per la precisazione delle conclusioni.

- (ii) **Causa promossa dal Comune di Carrara per il ripristino dello stato dei luoghi nel Sito di Avenza e il risarcimento danni.** Il Comune di Carrara ha promosso avanti al Tribunale di Genova, una causa con la quale ha chiesto a Syndial SpA il ripristino dello stato dei luoghi nel Sito di Avenza, il risarcimento dei danni ambientali non eliminabili quantificati in circa €139 milioni, dei danni morali, esistenziali e all'immagine quantificati in circa €80 milioni, nonché dei danni materiali e patrimoniali quantificati in circa €16 milioni. La richiesta è riferita a un incidente verificatosi nel 1984, a seguito del quale EniChem Agricoltura SpA (successivamente incorporata in Syndial SpA), allora proprietaria del sito, aveva posto in opera interventi di messa in sicurezza e di bonifica. Nella causa è intervenuto il Ministero dell'Ambiente che ha chiesto il risarcimento del danno ambientale, quantificato complessivamente tra un minimo di €53,5 milioni e un massimo di €93,3 milioni, da ripartire tra le diverse società che hanno gestito lo stabilimento. Sia il giudizio di primo grado sia quello in Appello hanno dismesso le posizioni delle parti attoree ritenendole infondate in fatto e in diritto. Il 4 dicembre 2012 il Ministero dell'Ambiente ha presentato ricorso in Cassazione avverso la sentenza della Corte di Appello. In sintesi, il Ministero rinnova la richiesta di condanna di Syndial al risarcimento integrale del danno ambientale individuandola quale soggetto responsabile per tre ordini di motivi: a) successore ex lege dei precedenti gestori del sito, b) responsabile in via diretta per il periodo di gestione e per la inadeguata attività di bonifica successiva all'incidente del 1984, c) responsabile in via diretta per omessa bonifica del sito. Syndial si è costituita in giudizio. Il giudizio prosegue.
- (iii) **Ministero dell'Ambiente - Rada di Augusta.** Con Conferenza dei Servizi del 18 luglio 2005, 14 settembre 2005 e 16 dicembre 2005, il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del Polo Petrochimico di Priolo, comprese Syndial, Polimeri Europa (oggi Versalis) ed Eni R&M, di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate sul polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero dell'Ambiente, eccependo, in particolare, le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada.
- Ne sono sorti vari procedimenti amministrativi riuniti presso il TAR Catania, che nell'ottobre 2012 ha emesso sentenza accogliendo i ricorsi presentati dalle società presenti nel sito, in relazione alla rimozione di sedimenti della Rada e alla realizzazione del barrieramento fisico. La sentenza ha tenuto conto di una determinazione della Corte di Giustizia della Comunità Europea che ha confermato nell'interpretazione del principio "chi inquina paga" la centralità dell'accertamento del "nesso di causalità" e la ricerca dell'effettivo responsabile dell'inquinamento.
- Si segnala, inoltre, che è stata avviata dalla Procura della Repubblica di Siracusa un'indagine penale contro ignoti volta a verificare l'effettiva contaminazione della Rada di Augusta e i rischi connessi all'esecuzione del progetto di bonifica come proposto dal Ministero.
- Gli accertamenti tecnici disposti dalla Procura si sono conclusi con i seguenti esiti: a) assenza di rischio sanitario nella Rada di Augusta; b) conferma dell'estraneità del Gruppo Eni alla contaminazione; c) pericolosità dei dragaggi. All'esito di tali accertamenti tecnici, la Procura ha richiesto l'archiviazione del procedimento.
- (iv) **Ricorso per accertamento tecnico preventivo - Tribunale di Gela.** Nel mese di febbraio 2012, è stato notificato alla Raffineria di Gela SpA, alla Syndial SpA e all'Eni SpA un ricorso ex art. 696 bis c.p.c. da parte di 18 genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007, cui, successivamente, si sono aggiunti ulteriori 15 ricorsi aventi il medesimo oggetto. Il ricorso per accertamento tecnico preventivo, promosso dai ricorrenti, è volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative di cui sono affetti i figli dei ricorrenti e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del Sito di Gela (inquinamento derivante dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e della Syndial SpA), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale composizione conciliativa della lite. Dall'esame degli atti depositati dai ricorrenti, si ha conferma che non sussistono elementi probatori a sostegno della sussistenza del nesso causale indicato. Il Tribunale di Gela ha disposto la separazione delle singole richieste avanzate dai ricorrenti imponendo agli stessi di specificare nei dettagli l'oggetto dell'accertamento chiesto in relazione a ogni singolo ipotizzato nesso causale tra patologia riscontrata e relativa causa. Le società ritengono remota la possibilità di addivenire a una composizione conciliativa della lite. Il medesimo tema, peraltro, era stato oggetto di precedenti istruttorie, nell'ambito di differenti procedimenti penali, di cui una conclusasi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o sue controllate e una seconda tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Le operazioni peritali sono tuttora in corso.
- (v) **Causa promossa dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio contro Syndial - risarcimento del danno ambientale relativo al Sito di Cengio.** È pendente un procedimento che vede parte ricorrente il Ministero dell'Ambiente e il Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio i quali hanno citato Syndial perché venisse condannata al risarcimento del danno ambientale relativo al Sito di Cengio.
- La domanda è sostanzialmente basata su un'accusa di "inerzia" di Acna (oggi Syndial) nel dare esecuzione agli interventi ambientali, inerzia tutt'altro che provata avendo sempre Acna agito tempestivamente, nei tempi e nei modi previsti dall'Accordo di Programma del 4 dicembre 2000 con le Pubbliche Amministrazioni interessate tra le quali lo stesso Ministero dell'Ambiente.

80136/588

Il Tribunale di Genova, con sentenza parziale del 6 febbraio 2013, ha rigettato le eccezioni e le istanze pregiudiziali e preliminari avanzate da Syndial e ha ordinato la rimessione della causa a ruolo per procedere a indagini tecnica volta a verificare l'effettiva sussistenza di danni residui all'ambiente, con particolare riferimento alle aree esterne al sito di proprietà e alle c.d. perdite temporanee.

Il giudizio prosegue.

- (vi) **Syndial SpA e Versalis SpA Porto Torres - Ente procedente: Procura della Repubblica di Sassari.** La Procura della Repubblica di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio, unitamente a direttori e amministratori di altre società operanti nel sito, del Direttore di Stabilimento Syndial di Porto Torres per asserito disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. Si sono costituiti parte civile: la Provincia di Sassari, il Comune di Porto Torres e altri soggetti, con esclusione delle parti civili che si erano costituite per gravi patologie associabili alle sostanze contaminanti presenti nella fauna ittica del porto industriale di Porto Torres. Il processo iniziato davanti alla Corte d'Assise di Sassari è stato annullato a seguito dell'eccezione di difformità tra l'ipotesi di reato contemplata nell'avviso di conclusione delle indagini preliminari e il capo di imputazione formulato nella richiesta di rinvio a giudizio. Gli atti sono stati trasmessi alla Procura della Repubblica di Sassari. Nel febbraio 2013 è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari e nuova contestazione da parte della Procura per imputazioni in forma colposa e non dolosa. Ad esito dell'udienza preliminare, il GUP di Sassari ha disposto sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione. La Procura ha deciso di ricorrere in Cassazione. Si è in attesa della notifica del provvedimento.
- (vii) **Kashagan.** Il 7 marzo 2014, il Dipartimento Ambiente Regione Atyrau ("ARED") ha avviato una serie di azioni civili nei confronti del consorzio di sviluppo del giacimento Kashagan. Tali procedimenti si riferiscono ad emissioni avvenute durante il gas flaring che si è verificato in fase di avvio delle attività di produzione e che avrebbero portato a violazioni delle leggi ambientali e a danni ambientali. L'importo complessivo del claim ammonta a circa 737 milioni di dollari (134 miliardi di Tenge), circa 124 milioni di dollari (22,5 miliardi di Tenge) in quota Eni. Il consorzio del progetto Kashagan ha avviato ricorso contro tali procedimenti.

## 2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrali

- (i) **Fos Cavaou.** In riferimento al progetto di realizzazione del terminale di rigassificazione di Fos Cavaou ("FOS"), è pendente un procedimento arbitrale presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi tra il cliente Société du Terminal Methanier de Fos Cavaou ("STMFC" oggi FOSMAX LNG) e il trattista STS ("société en participation" di diritto francese composta da Saipem SA (50%), Tecnimont SpA (49%), Sofregaz SA (1%)). Il cliente FOSMAX LNG richiede la condanna dell'appaltatore al pagamento di circa €264 milioni per il risarcimento del danno, penalità di ritardo e costi sostenuti per il completamento dei lavori (mise en régie). Della somma totale richiesta, circa €142 milioni sono ascrivibili a perdita di profitto, voce contrattualmente esclusa dai danni risarcibili salvo il caso di dolo o colpa grave. STS ha depositato la propria memoria difensiva, comprensiva di domanda riconvenzionale, a titolo di risarcimento del danno dovuto all'eccessiva ingerenza di FOSMAX LNG nell'esecuzione dei lavori e pagamento di extra works non riconosciuti dal cliente (con riserva di quantificarne l'ammontare nel prosieguo dell'arbitrato). Il 19 ottobre 2012 FOSMAX LNG ha depositato la "Memoire en demande". Di contro, STS ha depositato la propria "Memoire en defense" il 28 gennaio 2013, precisando in €338 milioni il valore della propria domanda riconvenzionale. È prevedibile che il lodo sia emesso per la fine del 2014.
- (ii) **Eni SpA. Procedura di amministrazione straordinaria delle compagnie aeree Volare Group, Volare Airlines e Air Europe.** Nel marzo 2009 è stato notificato a Eni SpA e alla controllata Sofid, oggi Eni Adfin, un atto di citazione per revocatoria fallimentare con il quale le procedure di amministrazione straordinaria di Volare Group, Volare Airlines e Air Europe – procedure aperte con decreto del Ministero delle Attività Produttive del 30 novembre 2004 – chiedono che siano dichiarati inefficaci tutti i pagamenti effettuati da Volare Group, Volare Airlines e Air Europe in favore di Eni e di Eni Adfin, quale mandataria di Eni all'incasso dei crediti, nell'anno anteriore alla dichiarazione dello stato di insolvenza delle suddette debentrici e cioè dal 30 novembre 2003 al 29 novembre 2004, per un ammontare complessivo indicato in circa €46 milioni oltre interessi. Eni Adfin ed Eni si sono costituite. Esaurita l'istruttoria, con sentenza di 1° grado emessa nel marzo del 2012 le domande proposte dalle procedure sono state totalmente rigettate. Avverso tale sentenza, le procedure di amministrazione straordinaria hanno interposto appello.
- (iii) **Eni SpA. Alitalia Linee Aeree Italiane SpA in amministrazione straordinaria ("Alitalia in A.S.")).** Con atto di citazione notificato in data 23 gennaio 2013, Alitalia in A.S. ha instaurato un giudizio civile presso il Tribunale di Roma nei confronti di Eni, Esso Italiana Srl e Kuwait Petroleum Italia SpA, al fine di ottenere il risarcimento per i danni asseritamente subiti nel periodo compreso tra il 1998 e il 2009 a seguito della presunta intesa intercorsa tra le principali compagnie petrolifere nel mercato nazionale della fornitura di jet fuel. La richiesta di danni si fonda sul provvedimento del 14 giugno 2006 dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("AGCM"), secondo cui Eni e altre cinque compagnie petrolifere (Esso Italiana Srl, Kuwait Petroleum Italia SpA, Shell Italia SpA, Tamoil Italia SpA e Total Italia SpA) avrebbero posto in essere, negli anni dal 1998 al 2006, un'intesa unica e complessa avente per oggetto e per effetto la ripartizione del mercato del jet fuel e l'impedimento all'ingresso di nuovi operatori sul mercato nazionale. L'apparato argomentativo del provvedimento dell'AGCM ha trovato sostanziale conferma dinanzi ai giudici amministrativi aditi in sede di ricorso dalle compagnie petrolifere. Alitalia in A.S. formula una richiesta di risarcimento, in solido nei confronti dei soggetti passivi della decisione. Ai fini della determinazione del danno, Alitalia in A.S. propone due modalità alternative di quantificazione fondate su due diverse ipotesi in base alle quali il cartello avrebbe prodotto effetti sul mercato. In via principale, la richiesta complessiva nei confronti di tutte le compagnie petrolifere in solido ammonta a circa €908 milioni di cui €777 milioni per maggiori costi di fornitura del jet fuel ed €131 milioni per perdita di profitto dovuta alla minore capacità competitiva. Alitalia in A.S. ipotizza che l'intesa le avrebbe impedito di ricorrere all'autofornitura per approvvigionarsi di carburante avio nel periodo in cui il presunto cartello è stato accertato dall'AGCM (1998-2006) e nei tre anni successivi (ossia sino al 2009, anno in cui Alitalia ha interrotto i propri servizi di volo). In via subordinata, il danno richiesto a titolo di responsabilità solidale è pari ad almeno €395 milioni, di cui €334 milioni circa a titolo di danno emergente (quantificato da Alitalia in A.S. come sovrapprezzo rispetto al prezzo competitivo del jet fuel per il periodo 1998-2006) e €61 milioni circa a titolo di lucro cessante, per i pregiudizi che l'intesa avrebbe arrecato alla propria capacità competitiva. Il procedimento è attualmente ancora nelle fasi iniziali del giudizio di primo grado, dal momento che sono emerse numerose questioni pregiudiziali che ne hanno determinato un sostanziale stallo.

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

- (i) **Eni SpA, Polimeri Europa SpA (ora Versalis SpA) e Syndial SpA - Antitrust su Elastomeri.** La Commissione Europea, con decisione del 29 novembre 2006, ha accertato una violazione della normativa antitrust e ha comminato un'ammenda di €272,25 milioni in solido a Eni e Versalis SpA (già Polimeri Europa) relativamente ad un'asserita intesa anticoncorrenziale nel settore degli elastomeri del tipo BR/SBR. Nel febbraio 2007 le società hanno predisposto i ricorsi avverso tale decisione avanti al Tribunale di Prima Istanza UE. Con sentenza resa in data 13 luglio 2011, il Tribunale di Prima Istanza ha ridotto l'ammenda originariamente imposta, in solido, a Eni SpA e Polimeri Europa portandola a €181,5 milioni. In particolare, il Tribunale ha annullato la maggiorazione della sanzione basata sull'aggravante della recidiva. Sia le società destinatarie della sentenza sia la Commissione Europea hanno presentato appello alla Corte di Giustizia UE. La Commissione Europea ha altresì comunicato a Eni la propria volontà di riavviare nuovamente un procedimento istruttorio per la rideterminazione della sanzione ed Eni ha proposto ricorso avverso tale iniziativa. Con sentenze in data 8 maggio e 13 giugno 2013 la Corte di Giustizia UE ha respinto sia l'impugnazione promossa da Eni e Versalis, sia l'appello incidentale della Commissione Europea, confermando pertanto la riduzione della sanzione. Nel frattempo, dopo aver comunicato, nell'aprile 2012 la propria volontà di riavviare nuovamente un procedimento istruttorio per la rideterminazione della sanzione, nel febbraio 2013 la Commissione ha notificato a Eni e Versalis la decisione formale di avvio del procedimento di rideterminazione unitamente alla relativa comunicazione degli addebiti. Eni e Versalis hanno impugnato dinanzi al Tribunale di Prima Istanza sia la comunicazione dell'aprile 2012 sia la successiva decisione di avvio con la contestuale comunicazione degli addebiti, contestando il potere della Commissione di emendare un atto già annullato e riformato dal Tribunale nell'esercizio del suo pieno sindacato giurisdizionale. In data 25 settembre 2013 la Commissione, alla luce delle sentenze della Corte di Giustizia e delle osservazioni di Eni e Versalis in risposta alla Comunicazione degli addebiti, ha disposto l'archiviazione del procedimento di rideterminazione e ha successivamente presentato istanza di non luogo a provvedere al Tribunale UE di Primo Grado davanti a cui pendono i giudizi promossi da Eni e Versalis avverso gli atti amministrativi del procedimento di rideterminazione. Inoltre, a fronte della decisione della Commissione Europea, nell'agosto 2007 Eni ha altresì avviato, presso il Tribunale di Milano, un giudizio (tuttora pendente in appello) volto ad accertare l'inesistenza del danno asseritamente subito dai produttori di pneumatici utilizzatori dei prodotti BR/SBR. Successivamente alcune società del gruppo Dow Chemical hanno citato in garanzia Eni e Versalis nell'ambito di un giudizio instaurato presso la Corte Commerciale di Londra da vari produttori di pneumatici avverso gli aderenti al presunto "cartello BR" (tra cui, appunto, il gruppo Dow) per il risarcimento dei danni che sarebbero stati asseritamente subiti da tali pneumaticisti. Tale giudizio è rimasto ed è tuttora sospeso per accordo tra Eni/Versalis e Dow in quanto, fra l'altro, Eni/Versalis si sono riservate di contestare la giurisdizione della Corte inglese. Nel settore degli elastomeri denominati CR, il Tribunale di Prima Istanza UE, con una sentenza del dicembre 2012 ha ridotto a circa €106 milioni l'ammenda, originariamente pari a €132,16 milioni, inflitta solidalmente a Polimeri Europa ed Eni dalla Commissione Europea in data 5 dicembre 2007, per l'asserita violazione, unitamente ad altre imprese chimiche, dell'art. 81 del Trattato CE e dell'art. 53 dell'accordo SEE. Nel marzo 2013, Eni SpA e Versalis SpA hanno proposto ricorso avverso la sentenza del Tribunale presso la Corte di Giustizia UE, al fine di ottenere l'annullamento integrale della decisione della Commissione, che ha a sua volta proposto appello contro la medesima sentenza. In attesa dell'esito dei contenziosi proposti, sono stati effettuati accantonamenti al fondo rischi.
- (ii) **Eni SpA - Istruttoria per violazioni in materia di fatturazione clienti gas e luce.** Con la delibera 477/2013/S/Com del 31 ottobre 2013, pubblicata il 5 novembre 2013, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito "AEEG") ha avviato un procedimento istruttorio nei confronti di Eni per asserite violazioni dell'articolo 5 della delibera 229/01 dell'AEEG in materia di periodicità di fatturazione nella vendita di gas ed energia elettrica, nonché ritardi nell'emissione delle fatture di chiusura per clienti che hanno cambiato fornitore. Al termine dell'istruttoria, la cui durata è fissata in 180 giorni dalla notifica del provvedimento di avvio, l'AEEG potrà adottare entro i successivi 90 giorni un provvedimento finale con il quale, nel caso fosse accertata la violazione, potrà irrogare una sanzione amministrativa pecuniaria ai sensi dell'art. 2 comma 20 lett. c) della Legge 481/95 al momento non stimabile.

### 4. Indagini della Magistratura

#### 4.1. Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa

- (i) **EniPower SpA.** Nel mese di giugno 2004 la Magistratura ha avviato indagini sugli appalti stipulati dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower. Di dette indagini è stata data ampia diffusione dai mezzi di comunicazione e ne è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici di EniPower stessa a un suo dirigente che è stato licenziato. A EniPower (committente) e alla Snamprogetti SpA (oggi Saipem SpA) (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche ex Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Eni, nell'ambito di una linea guida di fermezza e trasparenza, ha assunto le deliberazioni necessarie per la costituzione di parte civile nel procedimento penale ai fini del risarcimento degli eventuali danni che fossero derivati dai comportamenti illeciti dei propri fornitori, dei loro e dei propri dipendenti. Nel frattempo, è stato notificato l'atto di conclusione delle indagini preliminari in cui EniPower e Snamprogetti non sono indicate tra i soggetti giuridici indagati ai sensi del Decreto Legislativo 8 giugno 2001 n. 231. Nell'agosto 2007 è stato notificato il provvedimento con cui il Pubblico Ministero ha chiesto lo stralcio, tra gli altri, delle società EniPower SpA e di Snamprogetti SpA per la successiva archiviazione. Il procedimento prosegue a carico di ex dipendenti delle predette società nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Eni SpA, EniPower SpA e Snamprogetti SpA si sono costituite parte civile nell'udienza preliminare. L'udienza preliminare relativa al procedimento principale avanti il GUP si è conclusa il 27 aprile 2009. Il Giudice ha disposto il decreto di rinvio a giudizio di tutte le parti che non hanno fatto richiesta di patteggiamento ad esclusione di alcuni soggetti nei cui confronti è intervenuta la prescrizione. Nel corso dell'udienza del 2 marzo 2010, è stata confermata la costituzione di parte civile di Eni SpA, EniPower SpA e Saipem SpA nei confronti degli enti imputati ex D.Lgs. 231/2001. Sono stati altresì citati i responsabili civili delle ulteriori società coinvolte. Conclusasi l'escussione dei testi, il processo prosegue per la

80136/590

discussione delle parti. All'esito dell'udienza del 12 luglio 2011, terminata la fase delle conclusioni delle parti, il processo è stato rinviato all'udienza del 20 settembre 2011, nel corso della quale il Tribunale di Milano ha pronunciato sentenza. In particolare, il Collegio ha condannato 9 imputati per i reati loro ascritti, oltre al risarcimento dei danni da liquidarsi in separata sede, ed, in solido, alla rifusione delle spese processuali sostenute dalle parti civili. Il Tribunale ha dichiarato prescritti i reati contestati a 7 imputati, rappresentanti di alcune società coinvolte e ha inoltre pronunciato l'assoluzione per 15 imputati nel procedimento. Con riferimento agli enti imputati ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001, il Collegio ha dichiarato 7 società responsabili degli illeciti amministrativi loro ascritti, applicando oltre alla sanzione amministrativa pecuniaria altresì la corrispondente confisca. Eni SpA, EniPower SpA e Saipem SpA si erano costituite parti civili nel procedimento anche nei confronti delle predette persone giuridiche. Con la sentenza, il Collegio ha dichiarato di escludere tale costituzione nei confronti degli enti imputati, così mutando la decisione assunta all'inizio del dibattimento, verosimilmente a seguito della sentenza della Corte di Cassazione che ha statuito l'illegittimità della costituzione di parte civile nei confronti degli enti imputati ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Le motivazioni della sentenza sono state depositate in data 19 dicembre 2011. Le parti condannate hanno provveduto ad impugnare tempestivamente il suddetto provvedimento e, il 24 ottobre 2013, la Corte d'Appello di Milano ha pronunciato sentenza, sostanzialmente confermando la decisione di primo grado, riformandola parzialmente solo con riferimento ad alcune persone fisiche per le quali è stato dichiarato di non doversi procedere per intervenuta prescrizione.

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

Diverse Autorità giudiziarie, tra cui la Procura della Repubblica di Milano, hanno svolto indagini su presunti pagamenti illeciti da parte del consorzio TSKJ a favore di pubblici ufficiali nigeriani. I procedimenti instaurati si sono conclusi con transazioni negli Stati Uniti e in Nigeria.

**Il procedimento in Italia:** i fatti che sono oggetto di indagine si estendono sin dal 1994 e concernono anche il periodo successivo all'introduzione del Decreto Legislativo 8 giugno 2001 n. 231 sulla responsabilità amministrativa delle società.

Il procedimento instaurato dalla Procura della Repubblica di Milano nei confronti di Eni SpA e Saipem SpA ha riguardato l'applicazione del D.Lgs. n. 231 del 2001 per responsabilità amministrativa in relazione a presunti reati di corruzione internazionale aggravata ascritti a ex dirigenti di Snamprogetti. La Procura della Repubblica di Milano aveva avanzato richiesta di misura cautelare ex D.Lgs. n. 231/2001 consistente nell'interdizione per Eni e Saipem dall'esercizio di attività comportanti rapporti contrattuali diretti o indiretti con la società Nigerian National Petroleum Corporation o sue controllate contestando in particolare l'inefficacia e l'inosservanza del modello di organizzazione, gestione e controllo predisposto al fine di prevenire la commissione dei reati ascritti da parte di soggetti sottoposti a direzione e vigilanza.

La Procura della Repubblica di Milano aveva poi rinunciato alla richiesta di misura cautelare interdittiva nei confronti di Eni e Saipem a fronte del deposito da parte di Snamprogetti Netherlands BV di una cauzione pari a €24.530.580, anche nell'interesse di Saipem SpA.

Nell'ambito del procedimento penale sono stati contestati presunti eventi corruttivi in Nigeria, asseritamente commessi sino ad epoca successiva al 31 luglio 2004. Viene contestata anche l'aggravante del conseguimento di un profitto di rilevante entità (indicata come non inferiore a 65 milioni di dollari), asseritamente conseguito da Snamprogetti SpA.

Nel corso del procedimento è stato disposto il rinvio a giudizio di cinque ex dipendenti di Snamprogetti e di Saipem SpA come persona giuridica in quanto incorporante Snamprogetti.

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

Il Tribunale all'esito di tale stralcio del procedimento ha condannato Saipem SpA al pagamento di €600.000 a titolo di sanzione pecuniaria e alla confisca della cauzione per €24.530.580 messa a disposizione da Snamprogetti Netherlands BV. In data 17 settembre 2013, il Tribunale di Milano - in anticipo rispetto alla scadenza del 9 ottobre - ha depositato le motivazioni della sentenza di condanna di Saipem, la quale ha presentato appello avverso la sentenza di primo grado. Si attende la fissazione dell'udienza.

- (iii) **Misurazione del gas.** Con procedimento n. 11183/06 RGNR avviato dalla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano, erano stati contestati a Eni, a top manager di Eni ed altre società facenti parte del Gruppo all'epoca dei fatti, presunti comportamenti in violazione di legge, a partire dall'anno 2003, con riferimento all'utilizzo degli strumenti di misurazione del gas, al relativo pagamento delle accise alla fatturazione ai clienti nonché ai rapporti con le Autorità di Vigilanza. Le violazioni contestate si riferivano, tra l'altro, a fattispecie di reato previste dal Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231 che prevede la responsabilità amministrativa della società per i reati commessi da propri dipendenti nell'interesse o a vantaggio della società stessa. Ciò ha comportato la notifica della relativa informazione di garanzia anche alle società [per quanto riguarda il Gruppo Eni: Eni, Snam Rete Gas e Italgas e altre società terze].

Detta attività investigativa aveva portato all'apertura di due diversi filoni di indagine, costituenti due distinti sottoprocedimenti, denominati "Gas croato" e "Accise".

Con riferimento al primo di essi, il 24 gennaio 2012, il GUP ha pronunciato sentenza di "non luogo a procedere" nei confronti di tutti gli indagati, confermata anche dalla Corte di Cassazione ad esito del ricorso proposto dal Pubblico Ministero su alcune posizioni. Con riferimento all'altro filone, Gas Accise, il procedimento si è ugualmente concluso in senso favorevole a tutti gli indagati, dipendenti ed ex dipendenti di Eni - Divisione Gas & Power coinvolti, con sentenza di non luogo a procedere "perché il fatto non costituisce reato". Anche questa assoluzione è stata confermata dalla Corte di Cassazione, nel 2013, ad esito del ricorso esperito dalla Procura.

(iv) **Algeria.** Autorità italiane e straniere stanno conducendo indagini su presunti pagamenti corruttivi in Algeria in relazione ad alcuni contratti aggiudicati da Saipem.

In data 4 febbraio 2011, Eni ha ricevuto, dalla Procura della Repubblica di Milano, una "richiesta di consegna" ai sensi dell'art. 248 del codice di procedura penale.

Nel provvedimento veniva richiesta la trasmissione – con riferimento ad asserite "ipotesi di reato di corruzione internazionale" – di documentazione relativa ad attività di società del gruppo Saipem in Algeria (contratto GK3 e contratto Galsi/Saipem/Technip in relazione ad opere di ingegneria nella posa di un gasdotto). Per tale ragione la richiesta è stata inoltrata da Eni a Saipem.

Il reato di "corruzione internazionale" menzionato nella "Richiesta di consegna" è una delle fattispecie previste nel campo di applicazione del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231 in merito alla responsabilità diretta degli enti collettivi per determinati reati compiuti da propri dipendenti che prevede sanzioni pecuniarie ed interdittive in capo alla società e la confisca del profitto.

Al fine di adempiere, tempestivamente, alla richiesta della Procura, è stata quindi avviata la raccolta della documentazione e in data 16 febbraio 2011, Saipem ha proceduto al deposito di quanto richiesto. Anche Eni ha provveduto al deposito di documentazione relativa al progetto MLE (al quale partecipa la Divisione E&P di Eni) sul quale sono in corso indagini in Algeria, ancorché non oggetto della richiesta di consegna.

In data 22 novembre 2012, la Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano ha notificato a Saipem un'informativa di garanzia per illecito amministrativo relativo al reato di corruzione internazionale ex art. 25 comma 2 e 3 D.Lgs. n. 231/2001, unitamente a una richiesta di consegna di documentazione in merito ad alcuni contratti relativi ad attività in Algeria.

A tale richiesta sono seguite le notifiche a Saipem di un "decreto di sequestro" in data 30 novembre 2012, un'ulteriore "richiesta di consegna" in data 18 dicembre 2012 e un "Decreto di perquisizione" in data 16 gennaio 2013 al fine di acquisire ulteriore documentazione in relazione a contratti di intermediazione e ad alcuni sub-contratti stipulati da Saipem in connessione con i progetti algerini.

L'indagine verte su presunte ipotesi corruttive che, secondo la Procura della Repubblica di Milano, si sarebbero verificate, sino al marzo 2010, in merito ad alcuni contratti che Saipem ha acquisito in Algeria.

Con riferimento a Saipem, attualmente risultano indagati, un dipendente e alcuni ex dipendenti, tra i quali l'ex Amministratore Delegato - CEO, che ha presentato le sue dimissioni a fine 2012, contestualmente con lo sviluppo delle indagini, e l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction, che è stato licenziato da Saipem ad inizio 2013.

In data 7 febbraio 2013, su incarico della Procura della Repubblica di Milano, si sono presentati presso le sedi Eni di San Donato Milanese e Roma, militari della Guardia di Finanza per procedere a perquisizioni e sequestri di documentazione relativa all'attività di Saipem in Algeria. Contestualmente è stata notificata ex art. 25 comma 3 e 4 D.Lgs. 231/01 informativa di garanzia a Eni. Dall'atto si apprende che la Procura ha esteso le indagini anche nei confronti di Eni, del suo Amministratore Delegato, di un dirigente e dell'ex CFO di Eni. Quest'ultimo aveva precedentemente ricoperto il ruolo di CFO di Saipem anche nel periodo di riferimento della presunta corruzione oggetto di indagine da parte della Procura e prima di essere nominato CFO di Eni in data 1° agosto 2008.

Il predetto procedimento è stato riunito con altro (c.d. Iraq – Kazakhstan) riguardante un diverso filone di indagini, riferite specificamente ad attività condotte da Eni in Iraq e Kazakhstan, e meglio descritto nella sezione della presente relazione dedicata a detto filone di indagine.

Saipem, che fin da subito ha fornito piena collaborazione all'Autorità Giudiziaria, ha tempestivamente posto in essere interventi di forte discontinuità gestionale e amministrativa. D'accordo con gli organi di controllo interni e l'Organismo di Vigilanza della società e previa informativa alla Procura, ha provveduto, altresì, ad avviare una verifica sui contratti oggetto dell'indagine, incaricando a tal fine uno studio legale esterno. I risultati di tale indagine interna sono stati trasmessi all'Autorità Giudiziaria. Nel corso del 2013, inoltre, Saipem ha completato, con l'assistenza di consulenti esterni, una revisione mirata alla verifica della corretta applicazione delle procedure interne e di controllo inerenti l'anticorruzione e la prevenzione degli illeciti.

Saipem ha inviato ad Eni i risultati delle indagini interne effettuate, il cui esame da parte della controllante è ancora in corso.

Nel corso del 2013, il CdA di Saipem ha deliberato e intrapreso azioni legali, al fine di tutelare gli interessi della Società nei confronti di alcuni ex dipendenti e fornitori, riservandosi qualsiasi futura azione ove emergessero ulteriori elementi.

Nell'agosto 2013, si è appreso dagli organi di stampa che, nell'ambito di tale procedimento penale, l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction di Saipem, licenziato dalla società, è stato oggetto di un provvedimento di custodia cautelare in carcere. Tale misura, come risulta da fonte stampa, è stata successivamente revocata nel dicembre 2013, con la concessione degli arresti domiciliari.

Inoltre, su richiesta del Department of Justice statunitense ("DoJ"), Saipem SpA nel 2013 ha stipulato un cosiddetto "tolling agreement" per estendere il termine di prescrizione applicabile a eventuali violazioni di leggi federali degli Stati Uniti in relazione ad attività pregresse di Saipem e relative subsidiaries. Il "tolling agreement" non costituisce un'ammissione da parte di Saipem SpA di aver compiuto alcun illecito, né di essere soggetta alla giurisdizione degli Stati Uniti ai fini di qualsivoglia indagine o procedimento. Saipem intende quindi offrire ampia collaborazione anche nel contesto degli accertamenti da parte delle Autorità statunitensi.

Oltre alle indagini e alle attività di verifica svolte dagli organi di vigilanza e controllo interni e dal gruppo di lavoro dedicato alla vicenda Algeria, Eni, pur ritenendosi estranea ai fatti oggetto di indagine, ha avviato una propria indagine interna, con l'assistenza di consulenti esterni.

A tal riguardo, fatti salvi gli ulteriori approfondimenti ove necessari, ad oggi sono state completate:

(i) la verifica dei documenti sequestrati dalla Procura di Milano e l'analisi della documentazione in possesso delle unità approvvigionamenti interne in relazione ai rapporti con i fornitori e non sono emerse prove dell'esistenza di contratti di intermediazione o di qualsivoglia altra natura tra Eni e le terze parti oggetto di indagine; i contratti di intermediazione precedentemente individuati sono stati stipulati da Saipem o sue controllate o società incorporate;

(ii) la verifica interna volontaria inerente il Progetto MLE (unico progetto tra quelli sotto indagine in cui il committente è una società del Gruppo Eni) e non sono emerse evidenze della commissione di fatti illeciti da parte di personale di Eni nell'aggiudicazione a Saipem dei due maggiori contratti relativi a detto Progetto (EPC e Drilling).

Inoltre, Eni ha effettuato approfondimenti sul tema della direzione e coordinamento di Eni nei confronti di Saipem, sia per aspetti giuridici sia

80136/592

amministrativo-contabili, con l'assistenza di professionisti esperti di dette materie e consulenti esterni. Ad oggi, gli esiti delle analisi svolte confermano l'autonomia operativa di Saipem rispetto alla controllante Eni.

I risultati di queste attività di indagine interna sono stati portati a conoscenza dell'Autorità Giudiziaria, nello spirito di piena collaborazione con i magistrati inquirenti. Eni, a seguito degli sviluppi delle indagini alla fine del 2012, ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema.

Facendo seguito a tale comunicazione informale, la SEC e il DoJ hanno avviato indagini, nel corso delle quali è stata prodotta numerosa documentazione da parte di Eni, inclusi gli esiti delle verifiche interne sopra indicate, in risposta a richieste sia formali che informali.

Anche in Algeria sono in corso indagini giudiziarie avviate nel 2010, che coinvolgono una società controllata da Saipem (Saipem Contracting Algérie SpA). A seguito dell'avvio delle indagini, alcuni conti correnti in valuta locale della società nominata sono stati bloccati, per un saldo totale equivalente a circa €80 milioni ai cambi correnti. Tali conti correnti sono relativi a due progetti in fase di completamento in Algeria.

Nel corso del 2012 si è avuta conoscenza che l'indagine concerne un'ipotesi di reato relativa ad un'asserita maggiorazione dei prezzi in occasione dell'aggiudicazione di contratti conclusi con una società pubblica a carattere industriale e commerciale, beneficiando dell'autorità o influenza di rappresentanti di tale organismo. Nel gennaio 2013, la Chambre d'Accusation ha pronunciato il rinvio a giudizio della stessa società e confermato il blocco dei conti correnti sopra indicati. La società algerina controllata da Saipem ha presentato ricorso alla Corte Suprema.

L'Autorità Giudiziaria algerina sta svolgendo indagini anche nei confronti della società capogruppo italiana Saipem in merito a presunti reati di corruzione. Le indagini delle varie autorità giudiziarie sono ancora in corso e non è possibile prevedere il loro esito. Le stesse potrebbero far emergere responsabilità da parte di persone fisiche o giuridiche in violazione della FCPA e disciplina in materia di corruzione italiana e straniera.

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

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

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

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

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

Già in sede di verbalizzazione delle operazioni di sequestro, Eni SpA, per la parte relativa alle attività irachene, ha fatto valere la sua estraneità ai fatti trattandosi di attività che fanno capo alla controllata Eni Zubair, nonché, viste le contestazioni avanzate nell'atto, la posizione di Eni Zubair ed eventualmente della stessa Eni di parte lesa. Sono state notificate a Eni SpA dalla Procura della Repubblica le richieste di proroga del termine delle indagini preliminari in occasione delle quali si è appreso del coinvolgimento nelle indagini di un ulteriore dipendente della società e di altri fornitori. Eni ha effettuato una verifica, incaricando allo scopo una società di consulenza esterna, che ha emesso il suo rapporto conclusivo il 25 luglio 2012. A tale riguardo, anche Saipem ha provveduto, sentito anche il parere del legale, d'accordo con l'Organismo di Vigilanza di Società e gli Organi di Controllo interni, ad avviare tramite la funzione Internal Audit una verifica interna sul progetto oggetto dell'indagine, anche incaricando una società di consulenza esterna.

Con riferimento a quanto sopra esposto, la Procura della Repubblica di Milano ha fatto richiesta di: "applicare a Eni SpA la misura dell'interdizione per un anno e sei mesi dall'esercizio delle attività previste nel production sharing agreement 1997 sottoscritto con la Repubblica del Kazakhstan e nei successivi atti amministrativi e/o negoziali, o di voler disporre, ai sensi dell'art. 15 D.Lgs. 231 del 2001, la prosecuzione delle medesime attività per il periodo indicato sotto la sorveglianza di un commissario". Nel corso dell'udienza del 29 maggio 2012 il collegio di difesa di Eni ha discusso la memoria difensiva; al termine dell'udienza, il Giudice per le Indagini Preliminari si è riservato per la decisione sulla richiesta di misure cautelari della Procura della Repubblica.

In data 19 luglio 2013, Eni ha avuto conoscenza dell'intervenuto deposito dell'ordinanza del GIP in data 16 luglio 2013. La decisione rigetta la richiesta di misura cautelare avanzata dalla Procura della Repubblica di Milano, ritenendola infondata.

In data 1° agosto, la difesa penale ha informato Eni che la Procura di Milano ha impugnato l'ordinanza del GIP.

A seguito dell'udienza di appello del 2 ottobre 2013, in data 21 ottobre 2013, la difesa penale ha informato Eni che il Tribunale del Riesame di Milano ha respinto l'appello della Procura della Repubblica contro il provvedimento del GIP. Il Tribunale del Riesame ha respinto il ricorso con valutazioni su aspetti di merito, per la mancanza di indizi sufficientemente gravi a carico di Eni, ritenendo altresì più che ragionevole la tesi difensiva circa il fatto che Eni ha subito ingenti danni in conseguenza delle cattive performance di alcuni fornitori coinvolti nel progetto Kashagan. Inoltre, il Tribunale ha rilevato la mancanza delle esigenze cautelari in conseguenza del riassetto delle attività in Kazakhstan, dando atto altresì delle numerose iniziative di verifica e controllo interno tempestivamente adottate da Eni, così come argomentato dalla difesa penale della società.

L'ordinanza del Tribunale del Riesame non è stata ulteriormente impugnata dall'Ufficio del Pubblico Ministero. Anche sulla base di tale provvedimento, in data 13 marzo 2014 la difesa penale di Eni ha presentato istanza di archiviazione motivata al Pubblico Ministero.

- (vi) **Procedimento penale per reati ambientali.** Il 31 marzo 2014 il Tribunale di Rovigo ha emesso una sentenza di condanna a tre anni di reclusione ed all'interdizione dai pubblici uffici nei confronti dell'Amministratore Delegato di Eni per un asserito inquinamento ambientale prodotto dalla centrale Enel di Porto Tolle, nel periodo in cui ricopriva analoga posizione presso Enel (dal 2002 al 2005). L'Amministratore Delegato di Eni ha escluso ogni responsabilità e ha annunciato l'appello della sentenza che fino a quando non definitiva non produce effetti.

## 5. Contenziosi fiscali

### Italia

#### Eni SpA

- (i) **Contestazione per omesso pagamento ICI relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali del Mare Adriatico.** Nel dicembre 1999 il Comune di Pineto (provincia di Teramo) ha contestato alla Società l'omesso pagamento dell'imposta comunale sugli immobili relativamente ad alcune piattaforme petrolifere di estrazione di idrocarburi localizzate nelle acque territoriali del Mare Adriatico prospicienti il territorio comunale per un ammontare di circa €17 milioni a titolo di imposta, sanzioni e interessi relativamente agli anni 1993-1998. Avverso tale avviso la Società ha presentato tempestivo ricorso contestando: (i) in via preliminare la carenza del potere impositivo del Comune per mancanza del presupposto territoriale in quanto il mare territoriale nel quale sono installate le piattaforme in oggetto non rientra nel territorio comunale; (ii) nel merito la mancanza degli altri presupposti oggettivi per l'applicazione dell'imposta. La Commissione Tributaria Provinciale territorialmente competente ha accolto il ricorso di Eni; tali conclusioni sono state confermate dalla competente Commissione Tributaria Regionale. Il Comune ha proposto appello presso la Corte di Cassazione che, con sentenza del febbraio 2005, ha riconosciuto il potere impositivo del Comune sulle acque territoriali, e ha conseguentemente cassato la sentenza impugnata rinviando per la decisione sugli altri motivi ad altra sezione della Commissione Tributaria Regionale dell'Abruzzo che ha disposto la nomina di un collegio di consulenti (CTU), incaricati di effettuare accertamenti tecno-contabili necessari ai fini del giudizio. La relazione conclusiva dei CTU conferma la non accatastabilità delle piattaforme e quindi la carenza del presupposto impositivo ai fini ICI. Tale conclusione è stata accolta dalla Commissione Tributaria Regionale dell'Abruzzo. In data 25 gennaio 2011 il Comune ha notificato alla Società il ricorso per la Cassazione dell'anzidetta sentenza. Nel dicembre 2005, il Comune di Pineto aveva notificato a Eni SpA analogo avviso di accertamento dell'ICI per gli anni dal 1999 al 2004 poi estesi a tutto il 2009 per le medesime piattaforme petrolifere chiedendo il pagamento di una somma complessiva di circa €25 milioni a titolo di imposta, sanzioni per omesso versamento e omessa dichiarazione e interessi. Il ricorso avverso tale provvedimento è stato accolto con sentenza del dicembre 2007 dalla Commissione Tributaria Provinciale di Teramo. La Commissione Tributaria Regionale de L'Aquila ha poi rigettato l'appello proposto dal Comune di Pineto. Il Comune ha infine presentato ricorso in Cassazione. Analoghi procedimenti relativi a piattaforme petrolifere Eni installate nelle acque territoriali italiane sono pendenti con i comuni di Pedaso e Gela per ammontari comunque non significativi.

### Estero

- (i) **Eni Angola Production BV.** Nel 2009 il Ministero delle Finanze angolano a seguito di verifica fiscale ha emesso avvisi di accertamento per gli anni 2002-2007 con i quali ha contestato a Eni Angola Production BV, quale contitolare della concessione di Cabinda, la deducibilità degli ammortamenti sulle immobilizzazioni in corso ai fini del pagamento della Petroleum Income Tax. La società ha presentato ricorso. Il giudizio prosegue presso la Corte Suprema. A fronte del contenzioso la società ha effettuato uno stanziamento al fondo rischi.
- (ii) **Indonesia.** L'Amministrazione Finanziaria indonesiana ha contestato, per i periodi d'imposta 2002-2009, a Lasmo Sanga Sanga Limited società residente fiscalmente in UK, l'applicazione dell'aliquota del 10% relativa alla Branch Profit Tax ai sensi della convenzione contro le doppie imposizioni tra UK e Indonesia. L'Amministrazione ritiene si sarebbe dovuto applicare la ritenuta domestica del 20%. Gli importi richiesti e già versati ammontano a \$134 milioni per maggiori imposte e interessi. La società ha presentato ricorso e ha richiesto l'attivazione della cosiddetta "Procedura amichevole" al fine di evitare una tassazione non conforme alla convenzione UK/Indonesia. La società ha effettuato un accantonamento al fondo rischi.

## 6. Contenziosi chiusi

- (i) **Verifica della qualità delle acque sotterranee nell'area della Raffineria di Gela.** Con riferimento al procedimento penale avente a oggetto la presunta violazione di norme ambientali in tema di inquinamento delle acque e dei suoli nonché un'ipotesi di smaltimento non autorizzato di rifiuti nell'ambito dell'attività della Raffineria di Gela, il Tribunale di Gela, in primo grado e, in secondo grado, la Corte di Appello di Caltanissetta, hanno constatato l'intervenuta prescrizione dei reati contestati escludendo la responsabilità civile. La sentenza è ora passata in giudicato e il procedimento è dunque definito positivamente per la società.
- (ii) **Falda profonda del sito di Priolo - Ente procedente: Procura della Repubblica di Siracusa.** In merito al procedimento promosso dalla Procura della Repubblica di Siracusa avente ad oggetto l'accertamento sullo stato di contaminazione della falda profonda del sito di Priolo, il Pubblico Ministero ha presentato la richiesta di archiviazione. Si è in attesa del provvedimento di archiviazione da parte del Giudice.
- (iii) **Azione di risarcimento danni, provocati dall'attività industriale nel territorio del Comune di Crotona - Enti procedenti: Presidenza del Consiglio, Ministero dell'Ambiente, Commissario per l'emergenza rifiuti della Regione Calabria, Regione Calabria.** La Presidenza del Consiglio, il Ministero dell'Ambiente, il Commissario per l'emergenza rifiuti della Regione Calabria e la Regione Calabria avevano citato, innanzi al Tribunale Civile di Milano, Syndial perché venisse condannata al risarcimento del danno ambientale e dei relativi costi di bonifica causato dalla Pertusola Sud (società incorporata in EniChem, oggi Syndial) nel sito di Crotona. L'ammontare delle pretese risarcitorie del Ministero dell'Ambiente, sommate a quelle della Regione Calabria, portavano al totale di €2.720 milioni.

In data 24 febbraio 2012, il Tribunale ha emesso il dispositivo della sentenza che, nel condannare Syndial alla corretta esecuzione del Progetto di Bonifica da essa già intrapreso, la obbliga, altresì, al pagamento a vantaggio della Presidenza del Consiglio e del Ministero dell'Ambiente di una somma di €56.200.000 con interessi dovuti dalla data della domanda. La sentenza del Tribunale di Milano è ora passata in giudicato e il contenzioso può ritenersi chiuso.

80136/596

- (iv) **SAIPEM SpA - CEPAV Uno.** Si tratta di un procedimento arbitrale già vigente tra il consorzio CEPAV Uno (Saipem 50,36%) e TAV SpA ["TAV" ora Rete Ferroviaria Italiana SpA, "RFI"] che nel 1991 avevano stipulato una convenzione per la realizzazione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna. Con lodo parziale depositato il 7 agosto 2012, il collegio arbitrale ha riconosciuto al Consorzio €54,253 milioni importo versato da RFI al Consorzio in data 7 febbraio 2013. Il Consorzio ha proposto tre ulteriori domande di arbitrato in data 27 novembre 2012 nei confronti di RFI per complessivi €2.108 milioni oltre a interessi e rivalutazione per danni, varianti e altre causali. Il 4 dicembre 2013, è stato sottoscritto tra le parti un Accordo Transattivo, in ottemperanza al quale, RFI ha versato al Consorzio CEPAV Uno la somma di €200 milioni che include anche l'importo già corrisposto il 7 febbraio 2013 in esecuzione del citato lodo parziale. Le parti hanno abbandonato, pertanto, tutti i contenziosi in corso e RFI ha rilasciato al Consorzio l'80% delle garanzie di buona esecuzione e delle ritenute a garanzia.
- (v) **Istruttoria antitrust per il trasporto del gas.** L'istruttoria, relativa a un presunto abuso di posizione dominante posto in essere da Eni attraverso la mancata offerta al mercato di capacità di trasporto secondaria di gas sui gasdotti Transigas e TAG, è da ritenersi conclusa con l'accettazione, in data 6 settembre 2012, da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, degli impegni presentati da Eni.
- (vi) **Trading.** Nell'ambito di un'iniziativa giudiziaria relativa a due ex dirigenti di Eni che avrebbero percepito somme di denaro per favorire la conclusione di rapporti contrattuali con società operanti nel trading internazionale di prodotti petroliferi, si era instaurato un giudizio con un capo di imputazione per truffa aggravata che era stato notificato a Eni, in qualità di persona offesa, per il danno patrimoniale di rilevante entità procurato dal comportamento di tali persone con abuso delle relazioni d'ufficio e di prestazione d'opera. Il giudizio si è concluso con la prescrizione dei reati nei confronti dei soggetti imputati.

#### Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nei settori Exploration & Production e Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati da chi ne detiene il diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, Eni corrisponde delle royalties e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, delle imposte a vario titolo. Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. Nei Production Sharing Agreement e nei contratti di service e buyback il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali, sottoscritti con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (cost oil) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (profit oil). Nel settore Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. Tali beni vengono ammortizzati lungo la durata della concessione (normalmente 5 anni per l'Italia). A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali royalties fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimovibili. Le attività in concessione del settore Gas & Power relative allo stoccaggio del gas naturale in Italia e della distribuzione del gas venivano svolte dal gruppo Snam che è stato deconsolidato per cessione del controllo.

#### Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza - Rischio operation della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi. In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del Decreto Legislativo n. 152/2006; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

#### Emission trading

A partire dal 1° gennaio 2013 ha preso il via la terza fase del sistema europeo di scambio di quote (EU-ETS), durante la quale lo strumento principale di assegnazione dei permessi di emissione è rappresentato dalla vendita all'asta e non più dall'assegnazione gratuita basata sulle emissioni storiche. In particolare, per il periodo 2013-2020, l'assegnazione gratuita dei permessi avviene utilizzando parametri di riferimento europei specifici per ogni settore industriale (cd. benchmark), eccezion fatta per il settore termoelettrico, per il quale non sono più previste assegnazioni gratuite. Questa situazione determina per Eni - a partire dal 2013 - l'assegnazione di un quantitativo di permessi di emissione inferiore rispetto alle emissioni previste per gli impianti soggetti ad emission trading, causando il progressivo utilizzo dei permessi accumulati nel periodo 2008-2012 e il successivo approvvigionamento sul mercato delle quote necessarie ai fini di compliance. Alla data di chiusura del periodo finanziario (31 dicembre 2013) i quantitativi definitivi di quote gratuite spettanti agli impianti Eni per il periodo 2013-2020 risultano ancora in corso di approvazione da parte dei singoli Stati Membri e della Commissione Europea. Nell'esercizio 2013 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 20,42 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 9,24 milioni di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 11,18 milioni di tonnellate. Il deficit complessivo è stato compensato sia mediante l'utilizzo dei permessi accumulati nel periodo 2008-2012 (7,14 milioni di tonnellate), sia tramite approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni (4,04 milioni di tonnellate).

## Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi".

### Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2012	2013
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	102.248	126.482	114.547
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	442	738	175
	<b>102.690</b>	<b>127.220</b>	<b>114.722</b>

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

(€ milioni)	2011	2012	2013
Accise	11.863	13.308	12.204
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	2.470	2.177	2.018
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	3.375	4.422	5.459
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	1.810	2.010	1.909
Vendite in conto permuta di altri beni	9		
	<b>19.527</b>	<b>21.917</b>	<b>21.590</b>

I ricavi delle vendite e prestazioni di €114.547 milioni (102.248 milioni e 126.482 milioni rispettivamente nel 2011 e 2012) comprendono ricavi di commessa riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per €10.413 milioni (rispettivamente €10.510 milioni e €10.914 milioni nel 2011 e 2012) di cui, €926 milioni relativi a corrispettivi aggiuntivi in corso di negoziazione (l'importo cumulato dei corrispettivi aggiuntivi al 31 dicembre 2013, in relazione allo stato di avanzamento dei progetti, ammonta a €1.018 milioni).

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 42 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I ricavi netti della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 - Rapporti con parti correlate.

### Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2012	2013
Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali	97	701	369
Locazioni e affitti di azienda	96	94	87
Indennizzi	66	56	65
Proventi per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting	99	67	44
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	21	69	35
Altri proventi <sup>(*)</sup>	547	559	785
	<b>926</b>	<b>1.546</b>	<b>1.385</b>

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

Le plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali di €369 milioni riguardano per €350 milioni asset del settore Exploration & Production.

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 - Rapporti con parti correlate.

80136/596

## Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi".

### Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

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

(€ milioni)	2011	2012	2013
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	60.826	74.767	66.912
Costi per servizi	13.551	15.354	18.023
Costi per godimento di beni di terzi	3.045	3.434	3.673
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	527	871	857
Altri oneri	1.140	1.342	1.134
	<b>79.089</b>	<b>95.768</b>	<b>90.599</b>
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(226)	(326)	(310)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(68)	(79)	(76)
	<b>78.795</b>	<b>95.363</b>	<b>90.213</b>

I costi per servizi comprendono compensi di intermediazione riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per €5 milioni (€12 milioni e €6 milioni rispettivamente nel 2011 e nel 2012).

I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione all'attivo patrimoniale ammontano a €197 milioni (€190 milioni e €211 milioni rispettivamente nel 2011 e nel 2012).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono canoni per contratti di leasing operativo per €1.592 milioni (€1.295 milioni e €1.432 milioni rispettivamente nel 2011 e nel 2012) e royalties su prodotti petroliferi estratti per €1.413 milioni (€1.295 milioni e €1.555 milioni rispettivamente nel 2011 e nel 2012).

Gli altri oneri di €1.134 milioni comprendono minusvalenze da vendita di attività materiali e immateriali per €182 milioni riferiti per €108 milioni al settore Ingegneria & Costruzioni e per €66 milioni al settore Exploration & Production.

I pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2012	2013
Pagabili entro:			
1 anno	838	722	706
da 2 a 5 anni	1.380	1.289	1.212
oltre 5 anni	254	560	349
	<b>2.472</b>	<b>2.571</b>	<b>2.267</b>

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

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza di €857 milioni (€527 milioni e €871 milioni rispettivamente nel 2011 e nel 2012) riguardano l'accantonamento netto al fondo rischi per contenziosi di €222 milioni (accantonamenti netti di €166 milioni e €688 milioni rispettivamente nel 2011 e nel 2012) e l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di €127 milioni (accantonamenti netti di €174 milioni e €67 milioni rispettivamente nel 2011 e nel 2012). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 28 - Fondi per rischi e oneri.

**Costo lavoro**

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2011	2012	2013
Salari e stipendi	3.435	3.886	4.366
Oneri sociali	675	674	651
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	148	103	92
Altri costi	334	187	409
	<b>4.592</b>	<b>4.850</b>	<b>5.518</b>
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(144)	(182)	(194)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(44)	(55)	(60)
	<b>4.404</b>	<b>4.613</b>	<b>5.264</b>

Gli altri costi di €409 milioni (€334 milioni e €187 milioni rispettivamente nel 2011 e nel 2012) comprendono oneri per esodi agevolati per €279 milioni (€203 milioni e €64 milioni rispettivamente nel 2011 e nel 2012) e oneri per programmi a contributi definiti per €109 milioni (€94 milioni e €100 milioni rispettivamente nel 2011 e nel 2012).

Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 29 - Fondi per benefici ai dipendenti.

**Numero medio dei dipendenti**

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2011	2012	2013
Dirigenti	1.461	1.471	1.475
Quadri	12.796	12.976	13.418
Impiegati	35.309	37.258	39.220
Operai	23.605	23.501	25.951
	<b>73.171</b>	<b>75.206</b>	<b>80.064</b>

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

**Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni**

Al 31 dicembre 2013 è in essere il Piano di stock option 2006-2008, approvato dall'Assemblea degli azionisti di Eni SpA del 25 maggio 2006. Successivamente Eni non ha più deliberato piani di incentivazione basati sull'assegnazione di strumenti finanziari.

Il Piano di stock option in essere prevede l'assegnazione a titolo gratuito di diritti di acquisto su azioni Eni ai dirigenti di Eni e delle società controllate (escluse le società quotate) più direttamente responsabili dei risultati aziendali o di interesse strategico. I diritti di opzione danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, in un rapporto di 1:1, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali di Borsa nel mese precedente l'assegnazione o, se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione.

Al 31 dicembre 2013 sono in essere n. 2.980.725 opzioni relative all'assegnazione 2008 per l'acquisto di n. 2.980.725 azioni ordinarie di Eni, prive di indicazione del valore nominale, a un prezzo di esercizio medio ponderato di €22,54.

Al 31 dicembre 2013 la vita utile residua delle opzioni è di 7 mesi.

L'evoluzione dei diritti di opzione nel 2013 è costituita dal carry-over dei diritti assegnati negli anni precedenti, come di seguito illustrato:

	2011			2012			2013		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato <sup>(a)</sup> (€)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato <sup>(a)</sup> (€)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato <sup>(a)</sup> (€)
Diritti esistenti al 1° gennaio	15.737.120	23,005	16,398	11.873.205	23,101	15,941	8.259.520	23,545	18,457
Diritti esercitati nel periodo	(208.900)	14,333	16,623	(93.000)	16,576	16,873			
Diritti decaduti nel periodo	(3.655.015)	23,187	17,474	(3.520.685)	22,233	16,637	(5.278.795)	24,112	16,278
Diritti esistenti al 31 dicembre	11.873.205	23,101	15,941	8.259.520	23,545	18,457	2.980.725	22,540	17,533
di cui: esercitabili al 31 dicembre	11.863.335	23,101	15,941	8.243.205	23,544	18,457	2.969.450	22,540	17,533

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti all'inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

80136/598

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate nel 2008 era pari alla media ponderata per il numero di azioni di €2,60 per azione. Il valore di mercato è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

		2008
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	4,9
Durata	(anni)	6
Volatilità implicita	(%)	19,2
Dividendi attesi	(%)	6,1

Il costo dei piani di stock option di competenza dell'esercizio 2011 ammonta a €3 milioni, nessun costo per l'esercizio 2012 e 2013.

#### Compensi spettanti ai key management personnel

I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategica (cd. key management personnel) in carica al 31 dicembre di ogni esercizio ammontano (incluso i contributi e gli oneri accessori) a €34 milioni, €33 milioni e €38 milioni rispettivamente per il 2011, il 2012 e il 2013 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2012	2013
Salari e stipendi	21	21	25
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1	2
Altri benefici a lungo termine	10	11	11
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro	2		
	34	33	38

L'incremento dei compensi relativi al 2013 rispetto agli esercizi precedenti sono riconducibili principalmente a una diversa composizione dei key manager.

#### Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €8,4 milioni, €13,2 milioni e €11,4 milioni rispettivamente per gli esercizi 2011, 2012 e 2013. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,513 milioni, €0,467 milioni e €0,474 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2011, 2012 e 2013. I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

#### Altri proventi (oneri) operativi

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

(€ milioni)	2011	2012	2013
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(17)	(1)	25
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	188	(157)	(96)
	171	(158)	(71)

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

I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguardano: (i) gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario (oneri netti per €8 milioni); (ii) gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su merci privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta del rischio commodity (oneri netti per €91 milioni); (iii) la valutazione a fair value di derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas nel settore Exploration & Production (proventi netti per €3 milioni). I costi operativi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 - Rapporti con parti correlate.

**Ammortamenti e svalutazioni**

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2012	2013
<b>Ammortamenti:</b>			
- attività materiali	6.178	7.335	7.336
- attività immateriali	1.582	2.208	1.976
	7.760	9.543	9.312
<b>Svalutazioni:</b>			
- attività materiali	891	1.609	2.116
- attività immateriali	154	2.417	507
	1.045	4.026	2.623
<b>a dedurre:</b>			
- rivalutazioni di attività materiali	(15)	(3)	(223)
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(3)	(1)	(3)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(2)	(4)	(6)
	8.785	13.561	11.703

Gli ammortamenti e svalutazioni sono analizzati per settore di attività alla nota n. 42 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

**Proventi (oneri) finanziari**

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2012	2013
<b>Proventi (oneri) finanziari</b>			
Proventi finanziari	6.376	7.218	5.746
Oneri finanziari	(7.410)	(8.314)	(6.649)
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading			4
	(1.034)	(1.096)	(899)
Strumenti finanziari derivati	(112)	(251)	(92)
	(1.146)	(1.347)	(991)

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

(€ milioni)	2011	2012	2013
<b>Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto</b>			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(610)	(729)	(742)
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(312)	(251)	(181)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	19	24	48
- Interessi attivi verso banche	22	27	43
- Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading			4
	(881)	(929)	(828)
<b>Differenze attive (passive) di cambio</b>			
- Differenze attive di cambio	6.191	7.010	5.481
- Differenze passive di cambio	(6.302)	(6.879)	(5.445)
	(111)	131	36
<b>Altri proventi (oneri) finanziari</b>			
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	112	150	170
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	75	69	74
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo <sup>(a)</sup>	(235)	(308)	(240)
- Altri proventi (oneri) finanziari	6	(209)	(111)
	(42)	(298)	(107)
	(1.034)	(1.096)	(899)

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

80136600

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

(€ milioni)	2011	2012	2013
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(141)	(88)	40
Opzioni		(26)	(41)
Strumenti finanziari derivati su valute	29	(137)	(91)
	(112)	(251)	(92)

Gli oneri netti su strumenti finanziari derivati di €92 milioni (€112 milioni e €251 milioni rispettivamente nel 2011 e nel 2012) si determinano principalmente per la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all' hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity del settore Gas & Power. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura gli strumenti finanziari derivati comporta la rilevazione delle differenze attive nette di cambio in quanto gli effetti dell' adeguamento al cambio di fine esercizio delle attività e passività in moneta diversa da quella funzionale non vengono contabilmente compensate dalla variazione dei fair value degli strumenti finanziari derivati. Gli oneri netti su opzioni di €41 milioni riguardano la valutazione al fair value delle opzioni implicite dei prestiti obbligazionari convertibili in azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA (proventi per €14 milioni) e in azioni ordinarie Snam SpA (oneri per €55 milioni). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 - Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine. I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 43 - Rapporti con parti correlate.

## Proventi (oneri) su partecipazioni

### Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto

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

(€ milioni)	2011	2012	2013
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	634	526	369
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(106)	(233)	(117)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	(28)	(15)	
	500	278	252

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 18 - Partecipazioni. L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato per settore di attività alla nota n. 42 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

### Altri proventi (oneri) su partecipazioni

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

(€ milioni)	2011	2012	2013
Plusvalenze nette da vendita	1.121	349	3.598
Dividendi	659	431	400
Altri proventi (oneri) netti	(157)	1.823	1.865
	1.623	2.603	5.863

Le plusvalenze nette da vendite di €3.598 milioni riguardano: (i) per €3.359 milioni la cessione del 28,57% del capitale sociale di Eni East Africa SpA, titolare dei diritti minerari dell'Area 4 in Mozambico a China National Petroleum Corporation (CNPC) che attraverso la partecipazione in Eni East Africa SpA acquisisce indirettamente una quota del 20% nell'Area 4; Eni, attraverso la partecipazione residua, rimane titolare del 50% e dell'operatorship; (ii) per €98 milioni la cessione dell'8,19% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA, di cui €67 milioni relativi al rigiro della riserva patrimoniale da valutazione al fair value; (iii) per €75 milioni la cessione dell'11,69% del capitale sociale di Snam SpA, di cui €8 milioni relativi al rigiro della riserva patrimoniale da valutazione al fair value; (iv) per €63 milioni la cessione del 49% (intera quota posseduta) del capitale sociale di Super Octanos CA.

Le plusvalenze nette da vendite relative al 2012 di €349 milioni riguardavano per €311 milioni la cessione di Galp Energia SGPS SA ad Amorim Energia BV (5% del capitale sociale) e a investitori istituzionali (4% del capitale sociale).

Le plusvalenze nette da vendite relative al 2011 di €1.121 milioni riguardavano essenzialmente la cessione del 100% di Eni Gas Transport International SA (€647 milioni), dell'89% (intera quota posseduta) di Trans Austria Gasleitung GmbH (€338 milioni), del 100% di Gas Brasiliano Distribuidora SA (€50 milioni) e del 46% (intera quota posseduta) di Transitgas AG (€34 milioni).

I dividendi di €400 milioni riguardano essenzialmente la Nigeria LNG Ltd (€224 milioni), la Snam SpA (€72 milioni) e la Galp Energia SGPS SA (€43 milioni).

I dividendi relativi al 2012 di €431 milioni riguardavano principalmente la Nigeria LNG Ltd (€331 milioni).

I dividendi relativi al 2011 di €659 milioni riguardavano essenzialmente la Nigeria LNG Ltd (€483 milioni), la Trans Austria Gasleitung GmbH (€82 milioni) e la Saudi European Petrochemical Company "IBN ZAHR" (€67 milioni).

Gli altri proventi netti di €1.865 milioni comprendono: (i) la rivalutazione del 60% (intera quota posseduta) della partecipazione Artic Russia BV. La partecipazione in Artic Russia BV è stata classificata nella attività destinate alla vendita e valutata al fair value per effetto del venir meno del controllo congiunto in quanto si sono verificate, prima della fine dell'anno, tutte le condizioni sospensive incluse nel Sale Purchase Agreement firmato con Gazprom nel mese di novembre 2013. Ciò ha determinato una plusvalenza da rivalutazione per valutazione al fair value di €1.682 milioni. L'incasso del corrispettivo della vendita è avvenuto nel mese di gennaio 2014; (ii) l'adeguamento al prezzo di borsa alla data di riferimento della Relazione finanziaria consolidata 2013 di 288,7 milioni di azioni Snam SpA e di 66,3 milioni di azioni Galp Energia SGPS SA per le quali è stata attivata la fair value option perché al servizio di due prestiti obbligazionari convertibili emessi rispettivamente per Snam il 18 gennaio 2013 e per Galp il 30 novembre 2012 per, rispettivamente, €158 milioni e €10 milioni di proventi; (iii) la rivalutazione della Ceska Rafinerska AS per €21 milioni.

Gli altri proventi netti relativi al 2012 di €1.823 milioni comprendevano: (i) un provento straordinario di €835 milioni derivante dall'aumento di capitale di una controllata Galp, la Petrogal, sottoscritto da un socio terzo mediante apporto in denaro superiore al valore di libro della sua quota di interessenza relativa; (ii) la rivalutazione alla quotazione di mercato alla data di perdita del collegamento (€865 milioni sul 28,34% del capitale Galp Energia SGPS SA) e il successivo adeguamento al prezzo di borsa alla data di bilancio limitatamente all'8% delle azioni Galp per le quali è stata attivata la fair value option perché al servizio di un prestito obbligazionario convertibile (proventi per €65 milioni); (iii) l'adeguamento al prezzo di borsa alla data di bilancio di 288,7 milioni di azioni Snam SpA per le quali è stata attivata la fair value option perché al servizio di un prestito obbligazionario convertibile emesso il 18 gennaio 2013 (proventi per €6 milioni). Gli altri oneri netti relativi al 2011 di €157 milioni riguardavano essenzialmente l'azzeramento del valore di libro della Ceska Rafinerska AS nell'ambito dell'impairment test effettuato sulla relativa CGU per le aspettative reddituali negative del settore della raffinazione (€157 milioni).

## Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2012	2013
<b>Imposte correnti:</b>			
- imprese italiane	620	755	812
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	8.286	10.214	7.602
- imprese estere	635	455	299
	<b>9.541</b>	<b>11.424</b>	<b>8.713</b>
<b>Imposte differite e anticipate nette:</b>			
- imprese italiane	(418)	376	(196)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	936	129	756
- imprese estere	(156)	(268)	(265)
	<b>362</b>	<b>237</b>	<b>295</b>
	<b>9.903</b>	<b>11.661</b>	<b>9.008</b>

Le imposte correnti dell'esercizio relative alle imprese italiane di €812 milioni riguardano l'IRES per €262 milioni, l'IRAP per €74 milioni e imposte estere per €476 milioni.

L'incidenza delle imposte sull'utile dell'esercizio prima delle imposte è del 64,4% (55,7% e 70,2% rispettivamente nel 2011 e nel 2012) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 43,1% (43,1% e 43,9% rispettivamente nel 2011 e nel 2012) che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana del 38,0%<sup>22</sup> (IRES) all'utile prima delle imposte e del 3,9% (IRAP) al valore netto della produzione.

L'analisi della differenza tra l'aliquota fiscale teorica e quella effettiva per i tre periodi messi a confronto è la seguente:

(%)	2011	2012	2013
<b>Aliquota teorica</b>	<b>43,1</b>	<b>43,9</b>	<b>43,1</b>
<b>Variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:</b>			
- maggiore incidenza fiscale sulle imprese estere	12,7	16,9	16,1
- effetto svalutazione delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali		7,7	8,9
- effetto applicazione addizionale IRES prevista dalla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009	1,0	1,5	1,3
- differenze permanenti e altre motivazioni	(1,1)	0,2	(5,0)
	<b>12,6</b>	<b>26,3</b>	<b>21,3</b>
	<b>55,7</b>	<b>70,2</b>	<b>64,4</b>

[22] Comprende l'aliquota addizionale di 5,5 punti percentuali sul reddito imponibile delle imprese del settore energia (imprese che hanno come attività principale la produzione e commercializzazione di idrocarburi ed energia elettrica, nonché un fatturato superiore a €25 milioni) con effetto dal 1° gennaio 2008 e gli ulteriori incrementi di 1 punto percentuale stabilito con effetto 1° gennaio 2009 come previsto dal Decreto Legge n. 112/2008 (convertito in Legge n. 133/2008) e 4 punti percentuali con effetto 1° gennaio 2011 come previsto dal Decreto Legge n. 138/2011 (convertito in Legge n. 148/2011) con l'estensione dell'ambito di applicazione alle società operanti nel settore delle energie rinnovabili e delle infrastrutture energetiche.

80136602

La maggiore incidenza fiscale delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per 14,9 punti percentuali (17,2 e 17,8 punti percentuali nel 2011 e nel 2012).

La svalutazione delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali di 8,9 punti percentuali riguarda le imprese italiane rientranti nel consolidato fiscale e deriva dalla circostanza che queste attività sono valutate non più recuperabili a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri delle attività in Italia.

Nel 2013, le differenze permanenti e altre motivazioni in diminuzione di 5,0 punti percentuali comprendono gli effetti relativi alla parziale non imponibilità della plusvalenza da cessione del 28,57% di Eni East Africa SpA (6,6 punti percentuali), alla non imponibilità delle plusvalenze da cessione e da rivalutazione rilevati sulle partecipate Galp Energia SGPS SA e Snam SpA (0,9 punti percentuali) e, in aumento, gli effetti relativi alla indeducibilità della svalutazione di goodwill attribuito alla cash generating unit Mercato Europeo del gas (1,0 punti percentuali) e alla tassazione dei dividendi infragruppo (0,8 punti percentuali).

Nel 2012, le differenze permanenti e altre motivazioni di 0,2 punti percentuali comprendono l'effetto di 3,3 punti percentuali relativo alla indeducibilità della svalutazione di goodwill attribuito alla cash generating unit Mercato Europeo del gas e, in diminuzione, 4,5 punti percentuali relativi alla non imponibilità delle plusvalenze da cessione e da rivalutazione rilevate sulla partecipata Galp Energia SGPS SA.

Nel 2011, le differenze permanenti e altre motivazioni in diminuzione di 1,1 punti percentuali comprendono l'effetto di 0,2 punti percentuali relativo all'indeducibilità dell'adeguamento del fondo rischi a fronte di un procedimento antitrust nel settore europeo delle gomme.

## Utile per azione

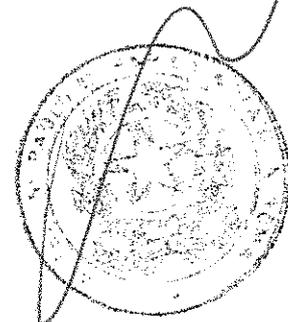
L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.622.616.182, di 3.622.764.007 e di 3.622.797.043 rispettivamente negli esercizi 2011, 2012 e 2013.

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione.

Ai 31 dicembre 2011, 2012 e 2013 non ci sono azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione e, pertanto, il numero medio ponderato delle azioni per il calcolo dell'utile semplice coincide con il numero medio ponderato delle azioni per il calcolo dell'utile diluito.

	2011	2012	2013
<b>Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice e diluito</b>	<b>3.622.616.182</b>	<b>3.622.764.007</b>	<b>3.622.797.043</b>
<b>Utile netto di competenza Eni</b> (milioni di €)	<b>6.860</b>	<b>7.790</b>	<b>5.160</b>
<b>Utile per azione semplice e diluito</b> (ammontari in € per azione)	<b>1,89</b>	<b>2,15</b>	<b>1,42</b>
<b>Utile netto di competenza Eni - continuing operations</b> (milioni di €)	<b>6.902</b>	<b>4.200</b>	<b>5.160</b>
<b>Utile per azione semplice e diluito</b> (ammontari in € per azione)	<b>1,90</b>	<b>1,16</b>	<b>1,42</b>
<b>Utile (Perdita) netto di competenza Eni - discontinued operations</b> (milioni di €)	<b>(42)</b>	<b>3.590</b>	
<b>Utile (Perdita) per azione semplice e diluito</b> (ammontari in € per azione)	<b>(0,01)</b>	<b>0,99</b>	



## Informazioni per settore di attività e per area geografica

### Informazioni per settore di attività

(€ milioni)	Altre attività <sup>(a)</sup>									Discontinued operations <sup>(d)</sup>			
	Exploration & Production	Gas & Power <sup>(c)</sup>	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Utili Interni	Totale	Snam	Elisloni infragruppo	Continuing operations
<b>2011</b>													
Ricavi netti della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	29.121	33.093	51.219	6.491	11.834	1.365	3.591	85	(54)				
a dedurre: ricavi infrasettori	(18.444)	(1.344)	(2.791)	(289)	(1.324)	(1.249)	(1.692)	(23)					
Ricavi da terzi	10.677	31.749	48.428	6.202	10.510	116	1.899	62	(54)	109.589	(1.899)		107.690
Risultato operativo	15.887	(326)	(273)	(424)	1.422	(319)	2.084	(427)	(189)	12.435	(2.084)	1.452	16.803
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	53	113	57	11	79	13	24	201		551	(24)		527
Ammortamenti e svalutazioni	6.440	567	839	250	631	75	533	6	(23)	9.318	(533)		8.785
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	119	232	100		95	(1)	44	(45)		544	(44)		500
Attività direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	56.139	18.708	15.031	3.066	13.521	810	17.649	378	(1.060)	124.242			
Attività non direttamente attribuibili										18.703			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.317	1.990	890	38	179	7	385	37		5.843			
Passività direttamente attribuibili <sup>(c)</sup>	13.844	8.428	5.972	761	5.437	1.095	2.465	3.020	(54)	40.968			
Passività non direttamente attribuibili										41.584			
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.435	192	866	216	1.090	128	1.529	10	(28)	13.438			
<b>2012</b>													
Ricavi netti della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	35.881	36.200	62.656	6.418	12.771	1.369	2.646	119	(75)				
a dedurre: ricavi infrasettori	(20.322)	(2.031)	(2.966)	(411)	(1.107)	(1.242)	(1.274)	(40)					
Ricavi da terzi	15.559	34.169	59.690	6.007	11.664	127	1.372	79	(75)	128.592	(1.372)		127.220
Risultato operativo	18.470	(3.219)	(1.296)	(681)	1.442	(341)	1.679	(300)	208	15.962	(1.679)	788	15.071
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	41	471	93	22	36	140	72	68		943	(72)		871
Ammortamenti e svalutazioni	8.535	2.899	1.174	202	708	65	284	3	(25)	13.845	(284)		13.561
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	39	144	40	2	55	(1)	38	(1)		316	(38)		278
Attività direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	59.254	19.736	14.818	3.151	14.430	966		474	(776)	112.053			
Attività non direttamente attribuibili										27.825			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.159	1.549	273	50	189	6		36		4.262			
Passività direttamente attribuibili <sup>(c)</sup>	16.170	10.208	6.243	750	5.210	1.185		2.954	21	42.741			
Passività non direttamente attribuibili										34.579			
Investimenti in attività materiali e immateriali	10.307	225	842	172	1.011	152	756	14	38	13.517			

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

(d) I risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

Le nuove disposizioni dello IAS 19 sono applicate con effetto retroattivo rettificando i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2012 e i dati economici del 2012.

80136/604

## Informazioni per settore di attività

[€ milioni]	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre	Utili Interni	Totale
<b>2013</b>									
Ricavi netti della gestione caratteristica <sup>(a)</sup>	31.268	32.124	52.329	5.859	11.611	1.453	80	18	
a dedurre: ricavi infrasettori	(18.218)	(1.215)	(2.902)	(289)	(1.018)	(1.339)	(39)		
Ricavi da terzi	13.050	30.909	54.427	5.570	10.593	114	41	18	114.722
Risultato operativo	14.871	(2.992)	(1.517)	(725)	(83)	(399)	(337)	38	8.856
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	61	321	100	65	76	178	77	(21)	857
Ammortamenti e svalutazioni	2.831	2.014	942	139	721	61	20	(25)	11.703
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	129	101	19		(12)	7	8		252
Attività direttamente attribuibili <sup>(b)</sup>	59.811	17.349	14.531	3.169	14.271	968	255	(793)	109.561
Attività non direttamente attribuibili									28.527
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.730	1.561	293	148	166		36		3.934
Passività direttamente attribuibili <sup>(c)</sup>	15.645	9.591	5.974	844	5.505	1.606	2.740	(86)	41.819
Passività non direttamente attribuibili									35.095
Investimenti in attività materiali e immateriali	10.475	232	619	314	902	190	21	(3)	12.750

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

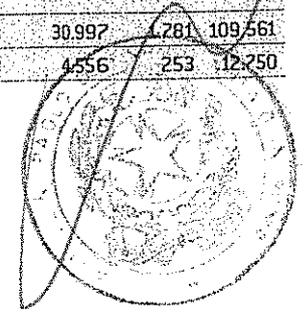
Gli oneri ambientali sostenuti da Eni SpA per effetto delle garanzie intersocietarie rilasciate a Syndial sono riportati nelle "Altre attività".  
I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

## Informazioni per area geografica

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione.

[€ milioni]	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto d'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
<b>2011</b>								
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	47.908	16.450	6.509	7.465	14.077	29.942	1.891	124.242
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.587	1.343	1.168	978	1.608	4.369	385	13.438
<b>2012</b>								
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	31.406	15.203	10.289	7.167	14.828	31.350	1.810	112.053
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.886	1.259	1.626	1.184	1.663	4.725	174	13.517
<b>2013</b>								
Attività direttamente attribuibili <sup>(a)</sup>	28.577	14.409	7.882	8.637	17.278	30.997	1.781	109.561
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.003	1.084	1.552	1.503	1.799	4.556	253	12.750

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.



Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione.

(€ milioni)	2011	2012	2013
Italia	31.906	33.998	32.044
Resto dell'Unione Europea	35.920	35.908	31.629
Resto d'Europa	7.153	9.610	11.458
Americhe	9.612	15.282	7.741
Asia	10.258	16.394	18.547
Africa	11.333	14.681	12.079
Altre aree	1.508	1.347	1.224
	107.690	127.220	114.722

A seguito dell'entrata della Croazia nell'Unione Europea a partire dal 2013 i periodi di confronto delle informazioni per area geografica di destinazione sono stati riclassificati per omogeneità.

## Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

(a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese a controllo congiunto, con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento;

(b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;

(c) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte dell'ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

Le imprese a controllo congiunto, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2013" che si considera parte integrante delle presenti note.

80136/606

## Rapporti commerciali e diversi

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa è la seguente:

## Esercizio 2011

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2011			2011						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
<b>Continuing operations</b>										
<b>Imprese a controllo congiunto e collegate</b>										
ACAM Clienti SpA	14		2		6			60		
Agiba Petroleum Co	3	5			86					
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	63			43					
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		33	1	25	59		2			
Blue Stream Pipeline Co BV	8	12			146			2		
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG	16						147			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	24	91			84			38		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	42	10	6.074		4			21		
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	29							201		
Gaz de Bordeaux SAS	11						69			
Karachaganak Petroleum Operating BV	38	205		1.108	256	23	8	5		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	54	2			2			13		
Mellitah Oil & Gas BV	28	141			71			3		
Petrobrel Belayim Petroleum Co	25	46			576			69		
Petromar Lda	74	6	57		7			68		
Raffineria di Milazzo ScpA	29	31			322		232	16	1	
Saipon Snc	21		48					5		
Super Octanos CA	6	35		58			7	1		
Supermetanol CA		10		72				1		
Trans Austria Gasleitung GmbH				33	160		3	54		
Unión Fenosa Gas SA			58				130		1	
Altre (*)	181	100	3	37	310	70	131	89	7	
	604	790	6.243	1.333	2.132	93	983	390	11	
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	149	238			781	7		1.182	7	
Eni BTC Ltd			157							
Altre (*)	53	68	6	11	51	3	11	11	8	
	202	306	163	11	832	10	11	1.193	15	
	806	1.096	6.406	1.344	2.964	103	994	1.583	26	
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>										
Gruppo Enel	83	48		5	429	1	33	85		
Gruppo Finmeccanica	48	51		14	53		22	12		
GSE - Gestore Servizi Energetici	149	158		615		54	607	10		
Gruppo Terna	19	52		119	110	23	56	26	11	32
Altre (*)	61	41		1	77	1	49			
	360	350		754	669	79	767	133	15	32
	1.166	1.446	6.406	2.098	3.633	182	1.761	1.716	41	32
<b>Discontinued operations</b>										
<b>Imprese a controllo congiunto e collegate</b>										
Azienda Energia e Servizi Torino SpA					1				1	
Altre (*)					1				1	
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>										
Gruppo Enel						1		397	1	
Gruppo Finmeccanica					1			3		
Altre (*)					1	4		400	1	
					2	5		405	2	
<b>Totale</b>	<b>1.166</b>	<b>1.446</b>	<b>6.406</b>	<b>2.098</b>	<b>3.635</b>	<b>187</b>	<b>1.761</b>	<b>2.121</b>	<b>43</b>	<b>32</b>

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

## Esercizio 2012

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2012			2012						Altri proventi (oneri) operativi
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
<b>Continuing operations</b>										
<b>Imprese a controllo congiunto e collegate</b>										
ACAM Clienti SpA	19	1	2				65	1		
Agiba Petroleum Co	3	67			96					
Azienda Energia e Servizi Torino SpA					86					
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		38	2	30	56		1			
Blue Stream Pipeline Co BV	3	11			155			1		
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG	9						84			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	51	51			51			85		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	66	19	6.122		5			16		
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	60						287			
Gas de Bordeaux SAS							56			
GreenStream BV	9	21			121	1		1		
InAgip doo	54	10			24		53	1		
Karachaganak Petroleum Operating BV	28	56		1.331	244	14	5	8		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	54	1			2			7		
Mellitah Oil & Gas BV	7	47			166		5	12		
Petrobel Belajim Petroleum Co	31	328			585			79		
Raffineria di Milazzo Scpa	20	9			365	4	218	7	1	
Saipon Snc	112		42					25		
Supermetanol CA		16		74						1
Toscana Energia SpA					86					1
Unión Fenosa Gas SA	2	3	57			6	120			1
Altre (*)	155	30	47	15	145	8	149	100	5	
	683	708	6.272	1.450	2.187	33	1.043	343	9	
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	236	172			605	2		1.064	5	
Eni BTC Ltd			154							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF SpA (in liquidazione)	54	3	4					7	7	
Altre (*)	14	59	2	7	50	4	17	3	7	
	304	234	160	7	655	6	17	1.074	19	
	987	942	6.432	1.457	2.842	39	1.060	1.417	28	
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>										
Gruppo Enel	16	8		4	554		55	90	1	(7)
Gruppo Finmeccanica	30	50		14	70		17	1		
Gruppo Snam	182	482	46	13	558	2	102	26	1	
Gruppo Terna	47	61		166	126	12	95	67	14	17
GSE - Gestore Servizi Energetici	86	66		627		58	777	18	12	
Altre (*)	42	28			59	3	57	1		
	403	695	46	824	1.367	75	1.103	203	28	10
<b>Fondi pensione e fondazioni</b>										
		1				21				
	1.390	1.638	6.478	2.281	4.209	135	2.163	1.620	56	10
<b>Discontinued operations</b>										
<b>Imprese a controllo congiunto e collegate</b>										
Azienda Energia e Servizi Torino SpA								1	1	
Toscana Energia SpA								1		
Altre (*)								1		
								3	1	
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>										
Gruppo Enel					87			295		
Altre (*)						1		3	1	
					87	1		298	1	
					87	1		301	2	
<b>Totale</b>	<b>1.390</b>	<b>1.638</b>	<b>6.478</b>	<b>2.281</b>	<b>4.296</b>	<b>136</b>	<b>2.163</b>	<b>1.921</b>	<b>58</b>	<b>10</b>

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

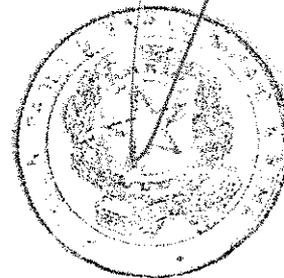
80136/608

Esercizio 2013

[€ milioni]

Denominazione	31.12.2013			2013						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
<b>Imprese a controllo congiunto e collegate</b>										
Agiba Petroleum Co	1	69			132					
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		33	2	53	122					
Blue Stream Pipeline Co BV		10			101					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	78	165			127			168		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	42	16	6.122		2			44		
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	33						165	1		
GreenStream BV	3	14			116		1	4		
InAgip doo	57	22			63			34		
Karachaganak Petroleum Operating BV	26	220		1.218	275	4		19		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	55	5			2	1		6		
Mellitah Oil & Gas BV	7	61		16	215			3		
Petrobel Belayim Petroleum Co	32	360			570			47		
Petromar Lda	71	7	29		6	1		69		
PetroSucre SA	57							1		
Raffineria di Milazzo Scpa	22	7			310		199	4		
Saipon Snc	64		31					1		
Supermetanol CA		25		78						1
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	23	1			1		254			
Unión Fenosa Gas SA	2	1	57			32	17	2	1	
Altre (*)	112	92	4	10	199	6	147	68	5	
	685	1.108	6.245	1.375	2.241	44	783	471	7	
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	115	153			506	16		541	4	
Eni BTC Ltd			147							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF SpA (in liquidazione)	62	1	10					2		
Altre (*)	16	56	2	6	45	3	13	8	5	
	193	210	159	6	551	19	13	551	9	
	878	1.318	6.404	1.381	2.792	63	796	1.022	16	
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>										
Gruppo Enel	134	29		2	848		78	109	2	49
Gruppo Finmeccanica	20	51		7	54		17	2		
Gruppo Snam	337	564	13	38	2.038	4	792	87	1	
Gruppo Terna	46	61		134	149	13	126	38	2	19
GSE - Gestore Servizi Energetici	86	135		811		96	265	21	9	
Altre (*)	34	21			58	4	31	2		
	657	861	13	992	3.147	117	1.309	259	14	68
<b>Fondi pensione e fondazioni</b>										
		2			4	51				
<b>Totale</b>	<b>1.535</b>	<b>2.181</b>	<b>6.417</b>	<b>2.373</b>	<b>5.943</b>	<b>231</b>	<b>2.105</b>	<b>1.281</b>	<b>30</b>	<b>68</b>

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



I rapporti più significativi con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

I rapporti più significativi con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate riguardano:

- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero e la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobrel Belayim Petroleum Co e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi e alla Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, la fornitura di servizi da parte del settore Ingegneria & Costruzioni; i riacdebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- i compensi del servizio di lavorazione greggi corrisposto alle collegate Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH e Raffineria di Milazzo ScpA definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Blue Stream Pipeline Co BV e GreenStream BV;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Verona da parte del consorzio CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del consorzio CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno, nonché il rilascio di garanzie per la buona esecuzione dei lavori;
- la fornitura di gas all'estero alle società EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH e Unión Fenosa Gas Comercializadora SA;
- i rapporti verso InAgip doo si riferiscono alla rideterminazione delle quote di partecipazione in un giacimento minerario situato nell'off-shore adriatico;
- la fornitura di servizi di progettazione, di costruzione e di assistenza tecnica alla società KWANDA - Supporte Logistico Lda e Petromar Lda;
- le garanzie rilasciate nell'interesse di Petromar Lda e Saipon Snc per l'impegno a garantire la buona esecuzione della progettazione e dei lavori;
- i crediti verso PetroSucre SA relativi principalmente ai dividendi deliberati e non incassati;
- la fornitura di prodotti petroliferi alla società Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento, analogamente alla prassi seguita nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione di prodotti petrolchimici dalla società Supermetanol CA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento;
- la garanzia di performance rilasciata nell'interesse della società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa e la vendita di GNL;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF SpA (in liquidazione).

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- la vendita di olio combustibile, la compravendita di energia elettrica, l'acquisto di servizi di trasporto di energia elettrica e il fair value degli strumenti finanziari derivati con il Gruppo Enel;
- un contratto pluriennale di manutenzione dei nuovi impianti di produzione di energia elettrica a ciclo combinato con il Gruppo Finmeccanica;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas, servizi di stoccaggio, servizi di distribuzione e vettoriamento dal Gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- la fornitura di gas al Gruppo Snam sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale e il fair value degli strumenti finanziari derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con il Gruppo Terna;
- la compravendita di energia elettrica e di certificati verdi con GSE – Gestore Servizi Energetici.

I rapporti verso i fondi pensione e le fondazioni riguardano:

- i costi per contributi versati ai fondi pensione per €41 milioni;
- i contributi erogati alle fondazioni Eni Foundation e Fondazione Enrico Mattei rispettivamente per €10 milioni e €4 milioni.

80136/610

## Rapporti di natura finanziaria

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

## Esercizio 2011

Denominazione	31.12.2011			2011		Proventi su partecipazioni
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	
<b>Imprese a controllo congiunto e collegate</b>						
Artic Russia BV		3	204			
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	107					
Blue Stream Pipeline Co BV		291	669			6
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			84			
GreenStream BV	503	1				26
Raffineria di Milazzo ScpA	60		88			1
Société Centrale Electrique du Congo SA	93		6			4
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	115					
Unión Fenosa Gas SA		85				
Altre (*)	104	64		1		9
	982	444	1.051	1		46
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>						
Altre (*)	57	59	1			3
	57	59	1			3
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti						338
						338
<b>Totale</b>	<b>1.039</b>	<b>503</b>	<b>1.052</b>	<b>1</b>	<b>49</b>	<b>338</b>

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

## Esercizio 2012

Denominazione	31.12.2012			2012		Proventi su partecipazioni
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	
<b>Continuing operations</b>						
<b>Imprese a controllo congiunto e collegate</b>						
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	94					1
Blue Stream Pipeline Co BV		291	657	2		3
CARDÓN IV SA	80					3
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			84			
GreenStream BV	453					29
Raffineria di Milazzo ScpA	40		75			2
Société Centrale Electrique du Congo SA	92		5			
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	82					6
Altre (*)	94	63	7	1		2
	935	354	828	3		46
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>						
Altre (*)	58	49	1	1		
	58	49	1	1		
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	883					6
Gruppo Snam	141					1
	1.024					7
	2.017	403	829	4		53
<b>Discontinued operations</b>						
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti						2.019
						2.019
<b>Totale</b>	<b>2.017</b>	<b>403</b>	<b>829</b>	<b>4</b>	<b>53</b>	<b>2.019</b>

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

## Esercizio 2013

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2013			2013		
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	Proventi su partecipazioni
<b>Imprese a controllo congiunto e collegate</b>						
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	84					
Blue Stream Pipeline Co BV		281		2		
CARDÓN IV SA	236				10	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			150			
GreenStream BV	405	1			25	
Matrica SpA	100				4	
Raffineria di Milazzo ScpA	60		83		2	
Shatskmorneftegaz Sarl	51			13		
Société Centrale Electricque du Congo SA	74		5			
Unión Fenosa Gas SA		120				
Altre (*)	85	42	14	72	11	
	<b>1.095</b>	<b>444</b>	<b>252</b>	<b>87</b>	<b>52</b>	
<b>Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento</b>						
Altre (*)	59	57	1		1	
	<b>59</b>	<b>57</b>	<b>1</b>		<b>1</b>	
<b>Imprese controllate dallo Stato</b>						
		1			3	
<b>Totale</b>	<b>1.154</b>	<b>502</b>	<b>253</b>	<b>87</b>	<b>56</b>	

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

I rapporti più significativi con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- il finanziamento concesso a Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH per investimenti su impianti di raffinazione, a CARDÓN IV SA per le attività di esplorazione e sviluppo di un giacimento minerario e alla Société Centrale Electricque du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo;
- il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo per Blue Stream Pipeline Co BV e per Unión Fenosa Gas SA;
- le garanzie per affidamenti bancari rilasciati nell'interesse delle società CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due e Raffineria di Milazzo ScpA;
- il finanziamento per la realizzazione della rete di trasporto del gas naturale concessi alla società GreenStream BV;
- il finanziamento concesso alla società Matrica SpA nell'ambito del progetto "Chimica Verde" di Porto Torres;
- il finanziamento concesso alla società Shatskmorneftegaz Sarl per attività di esplorazione nel Mar Nero.

80136/612

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari  
L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

[€ milioni]	31.12.2011			31.12.2012			31.12.2013		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Crediti commerciali e altri crediti	24.595	1.496	6,08	28.747	2.714	9,44	29.073	2.072	7,13
Altre attività correnti	2.326	2	0,09	1.624	8	0,49	1.325	15	1,13
Altre attività finanziarie	1.578	704	44,61	1.229	642	52,24	1.097	560	51,05
Altre attività non correnti	4.225	3	0,07	4.400	43	0,98	3.683	42	1,14
Passività finanziarie a breve termine	4.459	503	11,28	2.223	403	18,13	2.742	502	18,31
Debiti commerciali e altri debiti	22.912	1.446	6,31	23.581	1.616	6,85	23.598	2.164	9,17
Altre passività correnti	2.237			1.437	6	0,42	1.448	17	1,17
Altre passività non correnti	2.900			1.977	16	0,81	1.704		

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

[€ milioni]	2011			2012			2013		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
<b>Continuing operations</b>									
Ricavi della gestione caratteristica	107.690	3.477	3,23	127.220	3.783	2,97	114.722	3.386	2,95
Altri ricavi e proventi	926	41	4,43	1.546	56	3,62	1.385	30	2,17
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	78.795	5.880	7,46	95.363	6.604	6,93	90.213	8.506	9,43
Costo lavoro	4.404	33	0,75	4.613	21	0,46	5.264	41	0,78
Altri proventi (oneri) operativi	171	32	18,71	(158)	10	..	(71)	68	..
Proventi finanziari	6.376	49	0,77	7.218	53	0,73	5.746	56	0,97
Oneri finanziari	7.410	1	0,01	8.314	4	0,05	6.649	87	1,31
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	1.623	338	20,83	2.603			5.863		
<b>Discontinued operations</b>									
Totale ricavi	1.906	407	21,35	1.886	303	16,07			
Costi operativi	1.274	7	0,55	995	88	8,84			
Proventi (oneri) su partecipazioni	48			3.508	2.019	57,55			

Le operazioni con parti correlate fanno parte dell'ordinaria gestione, sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

[€ milioni]	2011	2012	2013
Ricavi e proventi	3.518	3.839	3.416
Costi e oneri	(4.497)	(5.375)	(7.337)
Altri proventi (oneri) operativi	32	10	68
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(140)	(280)	446
Interessi	48	49	53
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations	(1.039)	(1.757)	(3.354)
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations	400	215	
Flusso di cassa netto da attività operativa	(639)	(1.542)	(3.354)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(4.416)	(1.250)	(1.210)
Disinvestimenti in partecipazioni	533	3.517	
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(21)	261	(13)
Variazione crediti finanziari	104	(993)	825
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(800)	1.535	(398)
Variazione debiti finanziari	348	(94)	118
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	348	(94)	118
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(1.091)	(101)	(3.634)

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

(€ milioni)	2011			2012			2013		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Flusso di cassa netto da attività operativa	14.382	(639)	..	12.371	(1.542)	..	10.969	(3.354)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(11.218)	(800)	7,13	(8.291)	1.535	..	(10.943)	(398)	3,64
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(3.223)	348	..	2.201	(94)	..	(2.453)	118	..

### Eventi e operazioni significative non ricorrenti

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

Nel 2012 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

Nel 2011 le operazioni significative non ricorrenti hanno riguardato l'accantonamento di €69 milioni per adeguare la stima della passività esistente a fronte di un procedimento antitrust europeo nel settore delle gomme tenuto conto di una recente sentenza della Corte di Giustizia Europea.

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

Nel 2011, 2012 e nel 2013 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

### Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Il 31 marzo 2014 Eni e Statoil hanno definito l'accordo finale di revisione del contratto di fornitura di gas a lungo termine in essere tra le due società. Le revisioni riflettono le mutate condizioni del mercato del gas e determineranno un provento di conto economico nel 2014. L'intesa, che fa seguito all'accordo quadro firmato lo scorso 27 febbraio, implica la cessazione dei procedimenti arbitrali precedentemente avviati da Eni.

80136/6/14

## ■ Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932). Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

### Costi capitalizzati

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2012</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Attività relative a riserve certe	12.579	12.428	16.240	20.875	2.451	6.477	10.018	1.894	82.962
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	324	411	3.047	39	1.467	1.249	200	6.768
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	267	39	1.421	961	75	78	59	12	2.912
Immobilizzazioni in corso	732	3.347	3.181	974	5.746	358	876	1	15.215
<b>Costi capitalizzati lordi</b>	<b>13.609</b>	<b>16.138</b>	<b>21.253</b>	<b>25.857</b>	<b>8.311</b>	<b>8.380</b>	<b>12.202</b>	<b>2.107</b>	<b>107.857</b>
Fondi ammortamento e svalutazione	(9.364)	(9.346)	(10.671)	(14.225)	(928)	(6.002)	(7.879)	(832)	(59.247)
<b>Costi capitalizzati netti società consolidate (a)(b)</b>	<b>4.245</b>	<b>6.792</b>	<b>10.582</b>	<b>11.632</b>	<b>7.383</b>	<b>2.378</b>	<b>4.323</b>	<b>1.275</b>	<b>48.610</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Attività relative a riserve certe		1	83	52		964	322		1.422
Attività relative a riserve probabili e possibili		54				279			333
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7			6	3		16
Immobilizzazioni in corso		22	1	1.052		114	200		1.389
<b>Costi capitalizzati lordi</b>		<b>77</b>	<b>91</b>	<b>1.104</b>		<b>1.363</b>	<b>525</b>		<b>3.160</b>
Fondi ammortamento e svalutazione		(55)	(72)			(421)	(111)		(659)
<b>Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate (a)(b)</b>		<b>22</b>	<b>19</b>	<b>1.104</b>		<b>942</b>	<b>414</b>		<b>2.501</b>
<b>2013</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Attività relative a riserve certe	13.516	12.497	18.237	21.854	2.351	6.604	10.652	1.662	87.373
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	385	428	2.835	37	1.441	1.419	190	6.766
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	269	37	1.370	992	78	90	57	12	2.906
Immobilizzazioni in corso	799	2.803	1.105	1.851	6.069	634	669	24	13.954
<b>Costi capitalizzati lordi</b>	<b>14.615</b>	<b>15.722</b>	<b>21.140</b>	<b>27.532</b>	<b>8.535</b>	<b>8.769</b>	<b>12.797</b>	<b>1.888</b>	<b>110.890</b>
Fondi ammortamento e svalutazione	(10.269)	(8.581)	(11.370)	(15.562)	(1.000)	(6.269)	(8.406)	(723)	(62.180)
<b>Costi capitalizzati netti società consolidate (a)(b)</b>	<b>4.346</b>	<b>7.141</b>	<b>9.770</b>	<b>11.970</b>	<b>7.535</b>	<b>2.500</b>	<b>4.391</b>	<b>1.165</b>	<b>48.710</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Attività relative a riserve certe		2	77	34		438	429		980
Attività relative a riserve probabili e possibili		52				74			126
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7			1	3		11
Immobilizzazioni in corso		20	4	1.059			378		1.461
<b>Costi capitalizzati lordi</b>		<b>74</b>	<b>88</b>	<b>1.093</b>		<b>513</b>	<b>810</b>		<b>2.578</b>
Fondi ammortamento e svalutazione		(56)	(67)			(405)	(145)		(673)
<b>Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate (a)(b)</b>		<b>18</b>	<b>21</b>	<b>1.093</b>		<b>108</b>	<b>665</b>		<b>1.905</b>

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €672 milioni nel 2012 e per €715 milioni nel 2013 per le società consolidate e per €24 milioni nel 2012 ed €12 milioni nel 2013 per le società in joint venture e collegate.

(b) Gli importi indicati non comprendono i costi relativi all'attività di esplorazione che sono imputati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti. L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento dei costi capitalizzati netti delle società consolidate pari a €4.071 milioni nel 2012 ed €3.703 milioni nel 2013 e per le società in joint venture e collegate pari a €74 milioni nel 2012 e €76 milioni nel 2013.

## Costi sostenuti

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2011</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			57	697					754
Costi di ricerca	38	100	128	482	6	156	60	240	1.210
Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>	815	1.921	1.487	1.698	935	385	971	70	8.282
<b>Totale costi sostenuti società consolidate</b>	<b>853</b>	<b>2.021</b>	<b>1.672</b>	<b>2.877</b>	<b>941</b>	<b>541</b>	<b>1.031</b>	<b>310</b>	<b>10.246</b>
<b>Società in Joint venture e collegate</b>									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		5		5		8	9		27
Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>		2	3	659		68	154		886
<b>Totale costi sostenuti società in Joint venture e collegate</b>		<b>7</b>	<b>3</b>	<b>664</b>		<b>76</b>	<b>163</b>		<b>913</b>
<b>2012</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Acquisizioni di riserve certe			14	27			2		43
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca	32	151	153	1.142	3	193	80	96	1.850
Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>	1.045	2.485	1.441	2.246	762	702	1.071	16	9.768
<b>Totale costi sostenuti società consolidate</b>	<b>1.077</b>	<b>2.636</b>	<b>1.608</b>	<b>3.415</b>	<b>765</b>	<b>895</b>	<b>1.153</b>	<b>112</b>	<b>11.661</b>
<b>Società in Joint venture e collegate</b>									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		13	2	11		4			30
Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>		19	7	117		188	154		485
<b>Totale costi sostenuti società in Joint venture e collegate</b>		<b>32</b>	<b>9</b>	<b>128</b>		<b>192</b>	<b>154</b>		<b>515</b>
<b>2013</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Acquisizioni di riserve certe			64						64
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			45						45
Costi di ricerca	32	357	95	757	1	233	110	84	1.669
Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>	697	1.855	765	2.617	600	719	1.141	57	8.451
<b>Totale costi sostenuti società consolidate</b>	<b>729</b>	<b>2.212</b>	<b>969</b>	<b>3.374</b>	<b>601</b>	<b>952</b>	<b>1.251</b>	<b>141</b>	<b>10.229</b>
<b>Società in Joint venture e collegate</b>									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		5	3			81	1		90
Costi di sviluppo <sup>(a)</sup>		1	5	39		353	318		716
<b>Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate</b>		<b>6</b>	<b>8</b>	<b>39</b>		<b>434</b>	<b>319</b>		<b>806</b>

(a) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per €918 milioni nel 2011, per €1.381 milioni nel 2012 e decrementi per €191 milioni nel 2013.

(b) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per €15 milioni nel 2011, per €63 milioni nel 2012 e per €10 milioni nel 2013.

80136/616

## Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dal partner a controllo statale in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

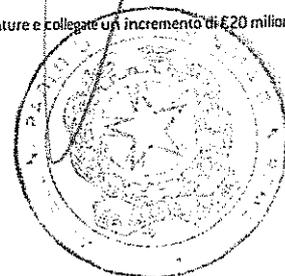
I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2011</b>									
<b>Società consolidate</b>									
<b>Ricavi:</b>									
- vendite a imprese consolidate	3.583	3.695	1.956	5.945	411	178	1.634	93	17.495
- vendite a terzi		514	5.090	1.937	1.268	1.233	132	344	10.518
<b>Totale ricavi</b>	<b>3.583</b>	<b>4.209</b>	<b>7.046</b>	<b>7.882</b>	<b>1.679</b>	<b>1.411</b>	<b>1.766</b>	<b>437</b>	<b>28.013</b>
<b>Costi operativi</b>	<b>(284)</b>	<b>(566)</b>	<b>(483)</b>	<b>(830)</b>	<b>(171)</b>	<b>(183)</b>	<b>(364)</b>	<b>(88)</b>	<b>(2.969)</b>
<b>Imposte sulla produzione</b>	<b>(245)</b>		<b>(165)</b>	<b>(853)</b>		<b>(37)</b>			<b>(1.300)</b>
<b>Costi di ricerca</b>	<b>(38)</b>	<b>(113)</b>	<b>(128)</b>	<b>(509)</b>	<b>(6)</b>	<b>(177)</b>	<b>(136)</b>	<b>(58)</b>	<b>(1.165)</b>
<b>Ammortamenti e svalutazioni<sup>(a)</sup></b>	<b>(606)</b>	<b>(704)</b>	<b>(843)</b>	<b>(1.435)</b>	<b>(112)</b>	<b>(486)</b>	<b>(901)</b>	<b>(103)</b>	<b>(5.190)</b>
<b>Altri (oneri) proventi</b>	<b>(562)</b>	<b>142</b>	<b>(508)</b>	<b>(314)</b>	<b>(160)</b>	<b>(151)</b>	<b>125</b>	<b>8</b>	<b>(1.420)</b>
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>1.848</b>	<b>2.968</b>	<b>4.919</b>	<b>3.941</b>	<b>1.230</b>	<b>377</b>	<b>490</b>	<b>196</b>	<b>15.969</b>
<b>Imposte sul risultato</b>	<b>(761)</b>	<b>(2.043)</b>	<b>(3.013)</b>	<b>(2.680)</b>	<b>(413)</b>	<b>(157)</b>	<b>(184)</b>	<b>(120)</b>	<b>(9.371)</b>
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate<sup>(b)</sup></b>	<b>1.087</b>	<b>925</b>	<b>1.906</b>	<b>1.261</b>	<b>817</b>	<b>220</b>	<b>306</b>	<b>76</b>	<b>6.598</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
<b>Ricavi:</b>									
- vendite a imprese consolidate						89	262		465
- vendite a terzi		2	19	93		89	262		465
<b>Totale ricavi</b>		<b>2</b>	<b>19</b>	<b>93</b>		<b>89</b>	<b>262</b>		<b>465</b>
<b>Costi operativi</b>			<b>(11)</b>	<b>(10)</b>		<b>(9)</b>	<b>(17)</b>		<b>(47)</b>
<b>Imposte sulla produzione</b>		<b>(1)</b>	<b>(4)</b>				<b>(113)</b>		<b>(118)</b>
<b>Costi di ricerca</b>		<b>(6)</b>		<b>(5)</b>		<b>(8)</b>	<b>(9)</b>		<b>(28)</b>
<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>			<b>(1)</b>	<b>(24)</b>		<b>(23)</b>	<b>(21)</b>		<b>(69)</b>
<b>Altri (oneri) proventi</b>		<b>(4)</b>	<b>6</b>	<b>11</b>		<b>(20)</b>	<b>(51)</b>		<b>(58)</b>
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>		<b>(9)</b>	<b>9</b>	<b>65</b>		<b>29</b>	<b>51</b>		<b>145</b>
<b>Imposte sul risultato</b>			<b>(4)</b>	<b>(35)</b>		<b>(32)</b>	<b>(4)</b>		<b>(75)</b>
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate<sup>(b)</sup></b>		<b>(9)</b>	<b>5</b>	<b>30</b>		<b>(3)</b>	<b>47</b>		<b>70</b>

(a) Include svalutazioni di attività per €189 milioni.

(b) L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di €118 milioni e per le società in joint venture e collegate un incremento di €20 milioni.



(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2012</b>									
<b>Società consolidate</b>									
<b>Ricavi:</b>									
- vendite a imprese consolidate	3.712	3.177	2.338	6.040	459	425	1.614	425	18.190
- vendite a terzi	50	715	9.129	2.243	1.368	1.387	106	333	15.331
<b>Totale ricavi</b>	<b>3.762</b>	<b>3.892</b>	<b>11.467</b>	<b>8.283</b>	<b>1.827</b>	<b>1.812</b>	<b>1.720</b>	<b>758</b>	<b>33.521</b>
Costi operativi	(302)	(655)	(606)	(913)	(188)	(209)	(361)	(134)	(3.368)
Imposte sulla produzione	(307)		(390)	(818)		(43)			(1.558)
Costi di ricerca	(32)	(154)	(153)	(993)	(3)	(230)	(147)	(123)	(1.835)
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(a)</sup>	(779)	(683)	(1.137)	(1.750)	(120)	(720)	(1.256)	(167)	(6.612)
Altri (oneri) proventi	(198)	(122)	(934)	(435)	206	(149)	74	(42)	(1.600)
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>2.144</b>	<b>2.278</b>	<b>8.247</b>	<b>3.374</b>	<b>1.722</b>	<b>461</b>	<b>30</b>	<b>292</b>	<b>18.548</b>
Imposte sul risultato	(919)	(1.524)	(5.194)	(2.508)	(736)	(176)	(14)	(164)	(11.235)
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate<sup>(b)</sup></b>	<b>1.225</b>	<b>754</b>	<b>3.053</b>	<b>866</b>	<b>986</b>	<b>285</b>	<b>16</b>	<b>128</b>	<b>7.313</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
<b>Ricavi:</b>									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi		2	20	44		144	300		510
<b>Totale ricavi</b>		<b>2</b>	<b>20</b>	<b>44</b>		<b>144</b>	<b>300</b>		<b>510</b>
Costi operativi			(10)	(5)		(14)	(20)		(49)
Imposte sulla produzione		(1)	(3)			(4)	(128)		(136)
Costi di ricerca		(5)	(2)	(11)		(4)			(22)
Ammortamenti e svalutazioni		(50)	(2)	(13)		(41)	(35)		(141)
Altri (oneri) proventi		(7)	2	(48)		(6)	(55)		(114)
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>		<b>(61)</b>	<b>5</b>	<b>(33)</b>		<b>75</b>	<b>62</b>		<b>48</b>
Imposte sul risultato			(3)	4		(36)	(38)		(73)
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate<sup>(b)</sup></b>		<b>(61)</b>	<b>2</b>	<b>(29)</b>		<b>39</b>	<b>24</b>		<b>(25)</b>

(a) Include svalutazioni di attività per €547 milioni.

(b) L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di €189 milioni e per le società in joint venture e collegate una riduzione di €2 milioni.

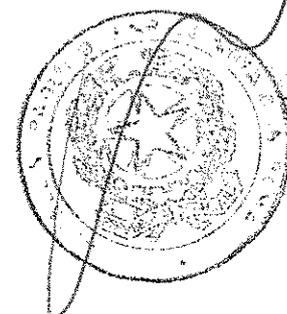
80136/18

[€ milioni]

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2013</b>									
<b>Società consolidate</b>									
<b>Ricavi:</b>									
- vendite a imprese consolidate	3.784	2.468	2.341	5.264	396	870	1.537	146	16.806
- vendite a terzi		704	7.723	1.855	1.175	864	93	338	12.752
<b>Totale ricavi</b>	<b>3.784</b>	<b>3.172</b>	<b>10.064</b>	<b>7.119</b>	<b>1.571</b>	<b>1.734</b>	<b>1.630</b>	<b>484</b>	<b>29.558</b>
Costi operativi	(391)	(717)	(649)	(932)	(192)	(224)	(342)	(119)	(3.566)
Imposte sulla produzione	(326)		(317)	(710)		(38)		(25)	(1.416)
Costi di ricerca	(32)	(288)	(95)	(869)	(1)	(205)	(136)	(110)	(1.736)
Ammortamenti e svalutazioni <sup>(a)</sup>	(909)	(573)	(1.192)	(1.882)	(111)	(524)	(848)	43	(5.996)
Altri (oneri) proventi	(271)	161	(1.009)	(519)	(105)	(140)	20	(11)	(1.874)
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>	<b>1.855</b>	<b>1.755</b>	<b>6.802</b>	<b>2.207</b>	<b>1.162</b>	<b>603</b>	<b>324</b>	<b>262</b>	<b>14.970</b>
Imposte sul risultato	(873)	(1.006)	(4.281)	(1.702)	(396)	(178)	(117)	(149)	(8.702)
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate<sup>(b)</sup></b>	<b>982</b>	<b>749</b>	<b>2.521</b>	<b>505</b>	<b>766</b>	<b>425</b>	<b>207</b>	<b>113</b>	<b>6.268</b>
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
<b>Ricavi:</b>									
- vendite a imprese consolidate						199	243		488
- vendite a terzi			20	26		199	243		488
<b>Totale ricavi</b>			<b>20</b>	<b>26</b>		<b>199</b>	<b>243</b>		<b>488</b>
Costi operativi			(11)	(44)		(18)	(23)		(96)
Imposte sulla produzione			(4)			(14)	(113)		(131)
Costi di ricerca		(8)	(3)			(25)	(1)		(37)
Ammortamenti e svalutazioni		(1)	(1)			(65)	(40)		(107)
Altri (oneri) proventi		(4)	5	(12)		(13)	(38)		(62)
<b>Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi</b>		<b>(13)</b>	<b>6</b>	<b>(30)</b>		<b>64</b>	<b>28</b>		<b>55</b>
Imposte sul risultato			(4)	(10)		(35)	30		(19)
<b>Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate<sup>(b)</sup></b>		<b>(13)</b>	<b>2</b>	<b>(40)</b>		<b>29</b>	<b>58</b>		<b>36</b>

(a) Include svalutazioni di attività per €15 milioni.

(b) L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato una riduzione del risultato delle società consolidate di €20 milioni e per le società in joint venture e collegate un incremento di €6 milioni.



## Riserve di petrolio e gas naturale

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della U.S. Securities and Exchange Commission.

Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932).

Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.

Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.

Nel 2013 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 108 \$/barile.

Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate.

Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo.

Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione<sup>23</sup> indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti<sup>24</sup>. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2013 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton<sup>24</sup> hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare, nel 2013 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 30% delle riserve Eni al 31 dicembre 2013<sup>25</sup>.

Nel triennio 2011-2013 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 92% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2013 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono M'Boundi (Congo) ed Elgin Franklin (Regno Unito).

Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 49%, il 47% e il 51% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2011, 2012 e 2013. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di service e buy-back; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano l'1%, il 2% e il 3% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2011, 2012 e 2013. Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano lo 0,8%, l'1,1% e l'1% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2011, 2012 e 2013; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG.

I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2011, 2012 e 2013.

[23] Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott.

[24] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2013".

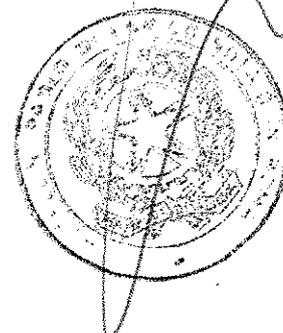
[25] Includo le riserve delle società in joint venture e collegate.

80136/620

## Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2011</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2010	248	349	978	750	788	139	134	29	3.415
di cui: sviluppate	183	207	656	533	251	39	62	20	1.951
non sviluppate	65	142	322	217	537	100	72	9	1.464
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	34	58	10	14	(112)	(20)	1		(15)
Miglioramenti di recupero assistito		2	2	2					6
Estensioni e nuove scoperte		9	2	11			17		39
Produzione	(23)	(44)	(75)	(100)	(23)	(13)	(20)	(4)	(302)
Cessioni		(2)		(7)					(9)
Riserve al 31 dicembre 2011	259	372	917	670	653	106	132	25	3.134
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2010			19	6		44	139		208
di cui: sviluppate			18	4		5	25		52
non sviluppate			1	2		39	114		156
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				11		6	11		28
Miglioramenti di recupero assistito							1		1
Estensioni e nuove scoperte				6		60	4		70
Produzione			(2)	(1)			(4)		(7)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2011			17	22		110	151		300
Riserve al 31 dicembre 2011	259	372	934	692	653	216	283	25	3.434
<b>Sviluppate</b>	184	195	638	487	215	34	117	25	1.895
consolidate	184	195	622	483	215	34	92	25	1.850
joint venture e collegate			16	4			25		45
<b>Non sviluppate</b>	75	177	296	205	438	182	166		1.539
consolidate	75	177	295	187	438	72	40		1.284
joint venture e collegate			1	18		110	126		255

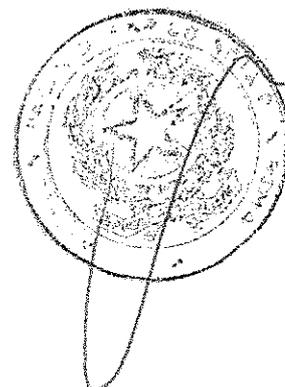


(milioni di barili)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2012</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2011	259	372	917	670	653	106	132	25	3.134
di cui: sviluppate	184	195	622	483	215	34	92	25	1.850
non sviluppate	75	177	295	187	438	72	40		1.284
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	(9)	10	55	26	62	(9)	40	6	181
Miglioramenti di recupero assistito		1	20	7					28
Estensioni e nuove scoperte		3	10	65			8		86
Produzione	(23)	(35)	(98)	(90)	(22)	(15)	(26)	(7)	(316)
Cessioni				(6)	(23)				(29)
Riserve al 31 dicembre 2012	227	351	904	672	670	82	154	24	3.084
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2011			17	22		110	151		300
di cui: sviluppate			16	4			25		45
non sviluppate			1	18		110	126		255
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				(1)		2			1
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			1			3			4
Produzione			(1)	(1)		(1)	(4)		(7)
Cessioni				(4)			(28)		(32)
Riserve al 31 dicembre 2012			17	16		114	119		266
Riserve al 31 dicembre 2012	227	351	921	688	670	196	273	24	3.350
Sviluppate	165	180	601	456	203	49	128	24	1.806
consolidate	165	180	584	456	203	41	109	24	1.762
joint venture e collegate			17			8	19		44
Non sviluppate	62	171	320	232	467	147	145		1.544
consolidate	62	171	320	216	467	41	45		1.322
joint venture e collegate				16		106	100		222

80136/622

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2013</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2012	227	351	904	672	670	82	154	24	3.084
di cui: sviluppate	165	180	584	456	203	41	109	24	1.762
non sviluppate	62	171	320	216	467	41	45		1.322
Acquisizioni			3						3
Revisioni di precedenti stime	19	16	12	83	31	62	11	2	236
Miglioramenti di recupero assistito				5					5
Estensioni e nuove scoperte		1	2	51			4		58
Produzione	(26)	(28)	(91)	(88)	(22)	(16)	(22)	(4)	(297)
Cessioni		(10)							(10)
Riserve al 31 dicembre 2013	220	330	830	723	679	128	147	22	3.079
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2012			17	16		114	119		266
di cui: sviluppate			17			8	19		44
non sviluppate				16		106	100		222
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				(1)			1		
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(1)			(2)	(4)		(7)
Cessioni						(111)			(111)
Riserve al 31 dicembre 2013			16	15		1	116		148
Riserve al 31 dicembre 2013	220	330	846	738	679	129	263	22	3.227
<b>Sviluppate</b>	177	179	577	465	295	38	115	20	1.866
consolidate	177	179	561	465	295	38	96	20	1.831
joint venture e collegate			16				19		35
<b>Non sviluppate</b>	43	151	269	273	384	91	148	2	1.361
consolidate	43	151	269	258	384	90	51	2	1.248
joint venture e collegate				15		1	97		113



## Gas naturale

(milioni di metri cubi)

	Italia <sup>[a]</sup>	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2011</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2010	74.877	39.659	175.767	60.239	53.063	24.664	15.002	15.393	458.664
di cui: sviluppate	58.379	31.220	87.789	43.884	45.893	15.856	12.211	15.268	310.500
non sviluppate	16.498	8.439	87.978	16.355	7.170	8.808	2.791	125	148.164
Acquisizioni	257								257
Revisioni di precedenti stime	2.253	5.655	12.353	(320)	(4.034)	(1.079)	1.447	2.720	18.995
Miglioramenti di recupero assistito		93							93
Estensioni e nuove scoperte	102	522	260	510			3.702		5.096
Produzione	(6.969)	(5.555)	(13.077)	(5.232)	(2.387)	(4.180)	(3.452)	(1.010)	(41.862)
Cessioni		(14)		(11)					(25)
Riserve al 31 dicembre 2011	70.520	40.360	175.303	55.186	46.642	19.405	16.699	17.103	441.218
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2010			696	3.339		43.030	627		47.692
di cui: sviluppate			627	107		6.051	173		6.958
non sviluppate			69	3.232		36.979	454		40.734
Acquisizioni		54							54
Revisioni di precedenti stime			(64)	4.168		10.531	304		14.939
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				2.093		32.585	36.086		70.764
Produzione		(4)	(64)	(20)		(266)	(2)		(356)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2011		50	568	9.580		85.880	37.015		133.093
Riserve al 31 dicembre 2011	70.520	40.410	175.871	64.766	46.642	105.285	53.714	17.103	574.311
<b>Sviluppate</b>	55.989	28.159	87.427	40.807	41.917	15.623	11.124	13.909	294.955
consolidate	55.989	28.156	86.929	40.699	41.917	14.958	10.887	13.909	293.444
joint venture e collegate		3	498	108		665	237		1.511
<b>Non sviluppate</b>	14.531	12.251	88.444	23.959	4.725	89.662	42.590	3.194	279.356
consolidate	14.531	12.204	88.374	14.487	4.725	4.447	5.812	3.194	147.774
joint venture e collegate		47	70	9.472		85.215	36.778		131.582

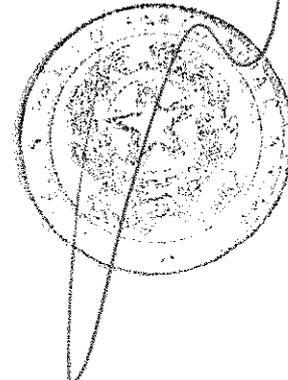
[a] Le riserve certe al 31 dicembre 2010 e 2011 comprendono rispettivamente 21.728 e 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

80136/624

(milioni di metri cubi)

	Italia <sup>[a]</sup>	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2012</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2011	70.520	40.360	175.303	55.186	46.642	19.405	16.699	17.103	441.218
di cui: sviluppate	55.989	28.156	86.929	40.699	41.917	14.958	10.887	13.909	293.444
non sviluppate	14.531	12.204	88.374	14.487	4.725	4.447	5.812	3.194	147.774
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	4.353	1.272	4	8.038	4.006	515	(1.171)	139	17.156
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	685	436	23	3.188	13.290	48	119		17.789
Produzione	(7.204)	(4.751)	(17.912)	(5.537)	(2.298)	(4.043)	(2.938)	(1.045)	(45.728)
Cessioni	(22.153)			(2.534)	(3.939)				(28.626)
Riserve al 31 dicembre 2012	46.201	37.317	157.418	58.341	57.701	15.925	12.709	16.197	401.809
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2011		50	568	9.580		85.880	37.015		133.093
di cui: sviluppate		3	498	108		665	237		1.511
non sviluppate		47	70	9.472		85.215	36.778		131.582
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime		(43)	(53)	95		33	37.950		37.982
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				477		1.082	20.917		22.476
Produzione		(5)	(55)	(46)		(812)	(5)		(923)
Cessioni				(99)			(871)		(970)
Riserve al 31 dicembre 2012		2	460	10.007		86.183	95.006		191.658
Riserve al 31 dicembre 2012	46.201	37.319	157.878	68.348	57.701	102.108	107.715	16.197	593.467
<b>Sviluppate</b>									
consolidate	37.512	26.186	77.473	40.477	39.686	21.926	9.617	13.003	265.880
joint venture e collegate	37.512	26.184	77.013	40.477	39.686	10.538	9.453	13.003	253.866
<b>Non sviluppate</b>									
consolidate	8.689	11.133	80.405	27.871	18.015	80.182	98.098	3.194	327.587
joint venture e collegate	8.689	11.133	80.405	17.864	18.015	5.387	3.256	3.194	147.943
joint venture e collegate				10.007		74.795	94.842		179.644

[a] Le riserve certe al 31 dicembre 2011 comprendono 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.



(milioni di metri cubi)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>2013</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2012	46.201	37.317	157.418	58.341	57.701	15.925	12.709	16.197	401.809
di cui: sviluppate	37.512	26.184	77.013	40.477	39.686	10.538	9.453	13.003	253.866
non sviluppate	8.689	11.133	80.405	17.864	18.015	5.387	3.256	3.194	147.943
Acquisizioni			130						130
Revisioni di precedenti stime	2.963	2.929	7.173	13.455	[93]	2.951	4.008	8.945	42.331
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	679	15	687	385		5.881	208		7.855
Produzione	(6.514)	(4.440)	(17.246)	(4.979)	(2.206)	(3.668)	(2.528)	(1.141)	(42.722)
Cessioni		(480)							(480)
Riserve al 31 dicembre 2013	43.329	35.341	148.162	67.202	55.402	21.089	14.397	24.001	408.923
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Riserve al 31 dicembre 2012		2	460	10.007		86.183	95.006		191.658
di cui: sviluppate		2	460			11.388	164		12.014
non sviluppate				10.007		74.795	94.842		179.644
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime		(2)	18	(510)		460	(43)		(77)
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(57)	(147)		(1.712)	(8)		(1.924)
Cessioni						(84.128)			(84.128)
Riserve al 31 dicembre 2013			421	9.350		803	94.955		105.529
<b>Riserve al 31 dicembre 2013</b>	<b>43.329</b>	<b>35.341</b>	<b>148.583</b>	<b>76.552</b>	<b>55.402</b>	<b>21.892</b>	<b>109.352</b>	<b>24.001</b>	<b>514.452</b>
<b>Sviluppate</b>	<b>35.835</b>	<b>25.587</b>	<b>69.282</b>	<b>36.666</b>	<b>42.144</b>	<b>8.483</b>	<b>8.920</b>	<b>15.894</b>	<b>242.811</b>
consolidate	35.835	25.587	68.864	36.666	42.144	8.101	8.769	15.894	241.860
joint venture e collegate			418			382	151		951
<b>Non sviluppate</b>	<b>7.494</b>	<b>9.754</b>	<b>79.301</b>	<b>39.886</b>	<b>13.258</b>	<b>13.409</b>	<b>100.432</b>	<b>8.107</b>	<b>271.641</b>
consolidate	7.494	9.754	79.298	30.536	13.258	12.988	5.628	8.107	167.063
joint venture e collegate			3	9.350		421	94.804		104.578

## Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno relativamente al 2011, 2012 e 2013. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri. I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932).

Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti le attività di esplorazione e produzione.

80136/626

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>31 dicembre 2011</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Entrate di cassa future	38.200	37.974	109.825	59.263	50.443	10.403	11.980	5.185	323.273
Costi futuri di produzione	(5.740)	(2.666)	(17.627)	(15.191)	(7.845)	(3.852)	(2.687)	(813)	(61.421)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.712)	(2.059)	(9.639)	(5.734)	(3.705)	(2.842)	(1.836)	(224)	(35.751)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	27.748	23.249	82.559	38.338	38.893	3.709	7.457	4.148	226.101
Imposte sul reddito future	(9.000)	(15.912)	(46.676)	(23.075)	(9.866)	(1.124)	(2.474)	(1.254)	(109.381)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	18.748	7.337	35.883	15.263	29.027	2.585	4.983	2.894	116.720
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(9.692)	(2.572)	(16.191)	(4.833)	(17.599)	(559)	(1.914)	(1.122)	(54.482)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	9.056	4.765	19.692	10.430	11.428	2.026	3.069	1.772	62.238
<b>Società in Joint venture e collegate</b>									
Entrate di cassa future		21	649	1.866		6.141	15.067		23.744
Costi futuri di produzione		(5)	(259)	(471)		(1.540)	(4.598)		(6.873)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(2)	(36)	(147)		(1.247)	(1.754)		(3.186)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		14	354	1.248		3.354	8.715		13.685
Imposte sul reddito future		(3)	(3)	(189)		(824)	(5.368)		(6.387)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		11	351	1.059		2.530	3.347		7.298
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(183)	(475)		(1.825)	(2.155)		(4.638)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		11	168	584		705	1.192		2.660
<b>Totale</b>	<b>9.056</b>	<b>4.776</b>	<b>19.860</b>	<b>11.014</b>	<b>11.428</b>	<b>2.731</b>	<b>4.261</b>	<b>1.772</b>	<b>64.898</b>
<b>31 dicembre 2012</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Entrate di cassa future	30.308	38.912	108.343	56.978	53.504	7.881	11.008	4.957	311.891
Costi futuri di produzione	(5.900)	(8.190)	(18.555)	(14.844)	(9.561)	(2.854)	(2.520)	(921)	(63.345)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.652)	(2.511)	(8.412)	(6.873)	(3.802)	(1.974)	(1.502)	(197)	(33.923)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	20.756	23.211	81.376	35.261	40.141	3.053	6.986	3.839	214.623
Imposte sul reddito future	(6.911)	(15.063)	(44.256)	(21.348)	(10.293)	(903)	(2.906)	(1.181)	(102.861)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	13.845	8.148	37.120	13.913	29.848	2.150	4.080	2.658	111.762
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.519)	(2.630)	(16.539)	(4.976)	(17.943)	(496)	(1.332)	(4.030)	(50.470)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	8.326	5.518	20.581	8.937	11.905	1.654	2.748	1.628	61.292
<b>Società in Joint venture e collegate</b>									
Entrate di cassa future		1	658	3.594		6.689	18.132		29.074
Costi futuri di produzione			(203)	(576)		(2.216)	(5.003)		(7.998)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(1)	(17)	(101)		(1.061)	(2.563)		(3.743)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			438	2.917		3.412	10.566		17.333
Imposte sul reddito future			(36)	(1.291)		(795)	(5.729)		(7.851)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			402	1.626		2.617	4.837		9.482
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(206)	(962)		(1.747)	(3.621)		(6.536)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			196	664		870	1.216		2.946
<b>Totale</b>	<b>8.326</b>	<b>5.518</b>	<b>20.777</b>	<b>9.601</b>	<b>11.905</b>	<b>2.524</b>	<b>3.969</b>	<b>1.628</b>	<b>64.238</b>

(€ milioni)

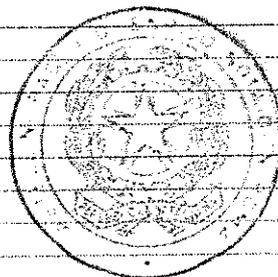
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
<b>31 dicembre 2013</b>									
<b>Società consolidate</b>									
Entrate di cassa future	28.829	33.319	92.661	58.252	50.754	12.487	10.227	5.294	291.823
Costi futuri di produzione	(6.250)	(6.836)	(16.611)	(15.986)	(9.072)	(3.876)	(2.379)	(1.417)	(62.427)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.593)	(6.202)	(8.083)	(7.061)	(3.445)	(3.960)	(1.561)	(279)	(35.184)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	17.986	20.281	67.967	35.205	38.237	4.651	6.287	3.598	194.212
Imposte sul reddito future	(5.776)	(12.746)	(35.887)	(20.491)	(9.939)	(1.391)	(2.387)	(1.093)	(89.710)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	12.210	7.535	32.080	14.714	28.298	3.260	3.900	2.505	104.502
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.048)	(2.110)	(14.327)	(5.619)	(16.984)	(1.683)	(1.353)	(1.201)	(48.325)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	7.162	5.425	17.753	9.095	11.314	1.577	2.547	1.304	56.177
<b>Società in joint venture e collegate</b>									
Entrate di cassa future			524	4.041		262	17.239		22.066
Costi futuri di produzione			(164)	(1.465)		(38)	(5.467)		(7.134)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(17)	(85)		(73)	(2.299)		(2.474)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			343	2.491		151	9.473		12.458
Imposte sul reddito future			(20)	(1.612)		(61)	(4.156)		(5.854)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			323	874		90	5.317		6.604
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(175)	(401)		(20)	(3.681)		(4.277)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			148	473		70	1.636		2.327
<b>Totale</b>	<b>7.162</b>	<b>5.425</b>	<b>17.901</b>	<b>9.568</b>	<b>11.314</b>	<b>1.647</b>	<b>4.183</b>	<b>1.304</b>	<b>58.504</b>

80136/628

## Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La tabella seguente indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2011, 2012 e 2013.

[€ milioni]	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
<b>Valore al 31 dicembre 2010</b>	<b>46.077</b>	<b>1.083</b>	<b>47.160</b>
<b>Aumenti (diminuzioni):</b>			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(23.744)	(300)	(24.044)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	40.961	442	41.403
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.580	2.457	4.037
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.890)	(392)	(4.282)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.301	866	8.167
- revisioni delle quantità stimate	1.337	(87)	1.250
- effetto dell'attualizzazione	8.640	235	8.875
- variazione netta delle imposte sul reddito	(17.067)	(1.678)	(18.745)
- acquisizioni di riserve	37	10	47
- cessioni di riserve	(146)		(146)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	1.152	24	1.176
<b>Saldo aumenti (diminuzioni)</b>	<b>16.361</b>	<b>1.577</b>	<b>17.738</b>
<b>Valore al 31 dicembre 2011</b>	<b>62.238</b>	<b>2.660</b>	<b>64.898</b>
<b>Aumenti (diminuzioni):</b>			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(28.595)	(325)	(28.920)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	2.264	(56)	2.208
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	4.868	812	5.680
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.802)	(357)	(4.159)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.199	409	8.608
- revisioni delle quantità stimate	3.725	824	4.549
- effetto dell'attualizzazione	12.527	477	13.004
- variazione netta delle imposte sul reddito	2.207	(830)	1.377
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve	(1.509)	(615)	(2.124)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(830)	(53)	(883)
<b>Saldo aumenti (diminuzioni)</b>	<b>(946)</b>	<b>286</b>	<b>(660)</b>
<b>Valore al 31 dicembre 2012</b>	<b>61.292</b>	<b>2.946</b>	<b>64.238</b>
<b>Aumenti (diminuzioni):</b>			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(24.576)	(261)	(24.837)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(3.632)	(223)	(3.855)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.699	3	1.702
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.821)	(427)	(7.248)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.456	665	9.121
- revisioni delle quantità stimate	6.385	(298)	6.087
- effetto dell'attualizzazione	11.937	521	12.458
- variazione netta delle imposte sul reddito	5.587	379	5.966
- acquisizioni di riserve	74		74
- cessioni di riserve	(252)	(770)	(1.022)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(3.972)	(208)	(4.180)
<b>Saldo aumenti (diminuzioni)</b>	<b>(5.115)</b>	<b>(619)</b>	<b>(5.734)</b>
<b>Valore al 31 dicembre 2013</b>	<b>56.177</b>	<b>2.327</b>	<b>58.504</b>



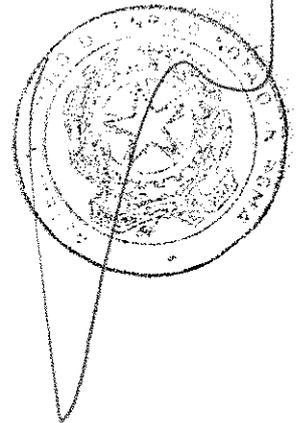
*Handwritten signature*

---

**PAGINA ANNULLATA**

80136/629

Consolidato di Sostenibilità 2013



## Note al Consolidato di Sostenibilità

### Criteri di redazione

Nel 2013 Eni ha proseguito l'impegno nella rendicontazione integrata, redigendo la Relazione Finanziaria Annuale 2013 secondo i principi e i contenuti del framework rilasciato dall'International Integrated Reporting Council (IIRC). La presente sezione intitolata "Consolidato di Sostenibilità 2013" (di seguito Consolidato di Sostenibilità) riporta i principali risultati riferiti al triennio 2011-2013 e i progetti dell'anno. La sezione è predisposta in conformità alle linee guida "Sustainability Reporting Guidelines & Oil and Gas Sector Supplement - versione 3.1" emesse dal GRI (Global Reporting Initiative) - con particolare riferimento ai principi della materialità, completezza, inclusività degli stakeholder e contesto di sostenibilità - e tenendo in considerazione i contenuti dell'"Oil and gas industry guidance on voluntary sustainability reporting" di IPIECA/API/OGP. Eni ha intrapreso un percorso volto all'adozione delle nuove linee guida G4 per il reporting di sostenibilità emesse a maggio 2013, aderendo al GRI G4 Pioneers Program. Il programma lanciato dal GRI a ottobre 2013, ha l'obiettivo di supportare le aziende in questa fase di transizione volta al pieno recepimento delle linee guida.

#### Materialità e inclusività degli stakeholder

Per individuare i temi da rendicontare nel presente documento, è stata condotta un'analisi di materialità che considera la rilevanza dei temi per gli stakeholder esterni e la relativa significatività interna all'azienda.

Il livello di interesse esterno dei temi di sostenibilità è rilevato attraverso un'analisi che considera diversi fattori: lo scenario energetico, politico, economico e sociale, a livello globale e locale, il benchmarking su un panel di aziende del settore O&G e di altri settori con caratteristiche dimensionali e geografiche affini a Eni, le richieste del mercato dei capitali e delle agenzie di rating etici, l'analisi della stampa e del web, le richieste che i principali stakeholder hanno posto a Eni, con modalità e canali di comunicazione differenti. Oltre alla comunità finanziaria, gli stakeholder considerati sono i governi e le istituzioni locali, le associazioni internazionali e nazionali, le ONG e i cittadini interessati all'operato di Eni, le persone di Eni (per informazioni aggiuntive si veda il paragrafo "Le attività di stakeholder engagement").

Il livello di significatività interno è, invece, determinato sulla base dell'analisi della strategia e degli obiettivi di breve e lungo termine combinata con la valutazione dei risultati e della performance di sostenibilità relativa all'anno di rendicontazione. La considerazione congiunta della significatività esterna e interna porta all'individuazione delle aree prioritarie e di maggiore materialità per l'azienda, condivise con tutte le funzioni aziendali interessate e approvate dal top management.

#### Perimetro di reporting e contesto di sostenibilità

Le informazioni di sostenibilità contenute nella presente sezione e nella Relazione sulla gestione sono integrate a più livelli nel documento. Nella Relazione sulla gestione sono state integrate le informazioni finanziarie con quelle di sostenibilità con riferimento al contesto operativo, alla strategia, al modello di business, al sistema di gestione integrata del rischio, nonché alla governance.

La seguente sezione contiene gli indicatori di performance a livello consolidato Eni del periodo 2011-2013 e l'analisi dei relativi trend. Le informazioni incluse si riferiscono a Eni SpA e alle società consolidate. Il perimetro di consolidamento coincide con quello del bilancio consolidato 2013, ad eccezione di alcuni dati espressamente indicati nel testo. Per i dati di salute, sicurezza e ambiente il dominio di consolidamento è definito sulla base del criterio operational (controllo delle operazioni). A titolo esemplificativo secondo tale approccio le emissioni rendicontate rappresentano il 100% delle emissioni di un'installazione di cui Eni è operatore.

Viceversa il criterio equity share, che contraddistingue il bilancio consolidato, prevede che le emissioni associate a un'installazione rappresentino la quota di interesse economico nell'installazione specifica.

#### Principi di garanzia di qualità del reporting di sostenibilità

I dati relativi alle performance riportati sono stati rilevati con l'obiettivo di rappresentare un quadro equilibrato e chiaro delle azioni e delle caratteristiche dell'azienda.

Il processo di rilevazione delle informazioni e dei dati quantitativi è stato strutturato in modo da garantire la confrontabilità dei dati su più anni, al fine di permettere una corretta lettura delle informazioni e una completa visione a tutti gli stakeholder interessati dell'evoluzione delle performance di Eni.

Gli indicatori e i dati specifici dei diversi settori di business sono riportati nel sito [eni.com](http://eni.com).

Il Consolidato di Sostenibilità si basa su processi di misura definiti nelle procedure di rendicontazione: livelli di accuratezza inferiori o differenti sono indicati a margine dei dati presentati. Durante l'imputazione da parte dei referenti di ciascuna area tematica, oltre al caricamento dei dati dell'anno di rendicontazione, sono stati verificati e aggiornati anche i due anni precedenti. Pertanto, eventuali variazioni nei dati relativi al 2011 e 2012 rispetto alle pubblicazioni dell'anno scorso, sono per la maggior parte dovuti a queste rettifiche. I dati sono raccolti attraverso un sistema informativo dedicato, che garantisce l'affidabilità dei flussi informativi e il corretto monitoraggio. Le informazioni di sostenibilità sono sottoposte a certificazione da parte di una società indipendente, revisore del bilancio consolidato al 31 dicembre 2013 del Gruppo Eni.

80136/632

**Metodologie di calcolo**

Si riportano nel seguito le metodologie di calcolo relative al valore aggiunto, agli indici di frequenza e di gravità degli infortuni, all'indice di intensità energetica della raffinazione, agli indici di emissione e al valore generato dalla ricerca.

Il valore aggiunto rappresenta la ricchezza generata dall'azienda nello svolgimento delle proprie attività. La configurazione scelta in questo bilancio è quella del valore aggiunto globale al netto degli ammortamenti. Il valore aggiunto globale netto è ripartito tra i seguenti beneficiari: dipendenti (remunerazione diretta costituita da salari, stipendi e TFR e remunerazione indiretta costituita dagli oneri sociali); Pubblica Amministrazione (imposte sul reddito); finanziatori (interessi a medio e lungo termine versati per la disponibilità del capitale di credito); azionisti (dividendi distribuiti); azienda (quota utile reinvestito).

In merito alla performance sulla sicurezza delle persone, sono riportati gli indici di frequenza e gravità di dipendenti e contrattisti. L'indice di frequenza è calcolato come il rapporto fra il numero di infortuni con giorni di assenza<sup>26</sup> (comprensivo delle fatalities) e i milioni di ore lavorate; l'indice di gravità è definito come il rapporto tra i giorni di assenza<sup>26</sup> dovuti a infortuni (escluse le fatalities) e le migliaia di ore lavorate.

L'indice di intensità energetica della raffinazione rappresenta il valore complessivo dell'energia effettivamente utilizzata in un determinato anno nei vari impianti di processo delle raffinerie, rapportato al corrispondente valore determinato in base a consumi standard predefiniti per ciascun impianto di processo. Per confrontare negli anni i dati è stato considerato come riferimento (100%) il dato relativo al 1994.

Per dare evidenza nel medio e lungo termine alle performance specifiche di settore riguardanti le emissioni di CO<sub>2</sub>, sono stati definiti tre indici rappresentativi delle seguenti realtà operative: la produzione di idrocarburi, la raffinazione e la generazione elettrica. Tali indici tengono conto delle condizioni di lavorazione anche molto diverse che si registrano negli anni e permettono il confronto delle performance grazie alla normalizzazione delle emissioni in funzione dei dati operativi.

Gli indici della raffinazione sono calcolati a partire dalla capacità di distillazione equivalente fornita da un ente terzo; gli indici di produzione di idrocarburi considerano la produzione operata lorda; quelli del settore energetico l'energia elettrica e termica prodotta espresse in kWh equivalenti. Le emissioni di gas ad effetto serra (GHG) sono relative a CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub> (metano); il metano è convertito in CO<sub>2</sub>eq utilizzando un Global Warming Potential (GWP) pari a 21.

Per quanto riguarda la metodologia di valutazione del valore generato dalle attività di R&D, essa consente di valorizzare i risultati sia in termini di valore tangibile sia intangibile.

Il valore tangibile è misurato attraverso i benefici economici legati all'applicazione di tecnologie di prodotto/processo innovative. In dettaglio il valore tangibile complessivo misurato è inteso al 100% di partecipazione nei progetti di applicazione tecnologica e al lordo della fiscalità. I benefici economici possono essere rilevati a consuntivo ovvero in termini di valore atteso (Net Present Value, NPV). Le ipotesi di calcolo utilizzate caso per caso sono condivise con le strutture tecniche/linee di business competenti. I benefici economici tangibili sono rilevati in ottica "what if", ossia come delta rispetto all'applicazione della migliore soluzione tecnologica alternativa ovvero, nel caso di nuovi prodotti, come delta rispetto al margine generato dai prodotti sostituiti. I benefici intangibili sono rilevati valutando da un lato l'efficacia ed efficienza della capacità innovativa della Società nel tempo attraverso il numero di primi depositi di domande brevettuali, dall'altro la diffusione di know-how specialistico e l'efficacia della ricerca nel supportare le attività operative.

**■ Informativa sulle modalità di gestione****Modello di gestione della sostenibilità**

La sostenibilità è parte del modello di business di Eni ed è integrata in tutti i processi aziendali: dalla pianificazione, monitoraggio e controllo alla prevenzione e gestione dei rischi, dall'attuazione delle operazioni al reporting e alla comunicazione verso gli stakeholder interni ed esterni.

Secondo questa logica tutti gli obiettivi aziendali sono perseguiti con un approccio fortemente orientato all'eccellenza operativa, all'innovazione tecnologica, alla cooperazione per lo sviluppo dei Paesi di presenza, alla centralità delle persone, alla responsabilità nella gestione del business improntata a una rigorosa disciplina finanziaria, ai più elevati principi etici e alle sinergie derivanti dall'integrazione lungo tutta la filiera energetica. Il Consiglio di Amministrazione di Eni si è riservato un ruolo centrale nella definizione delle politiche e delle strategie di sostenibilità e nell'approvazione dei risultati di sostenibilità, di cui è prevista anche la presentazione all'Assemblea dei soci.

Dal 2011 a seguito dell'approvazione del Consiglio di Amministrazione, Eni si è dotata di una Policy di Sostenibilità che richiama i principi fondamentali su cui si basa l'operare sostenibile della Società e che fa parte degli indirizzi di più alto livello del nuovo sistema normativo interno di Eni.

Per mantenere elevati standard nell'attività operativa, Eni si pone obiettivi prioritari di sostenibilità, da perseguire attraverso progetti e iniziative inseriti nel Piano Strategico. La realizzazione dei progetti relativi agli obiettivi prioritari è supportata da incentivi economici. Lo stato di avanzamento dei progetti e il raggiungimento degli obiettivi sono monitorati dalla Funzione Sostenibilità, attraverso un sistema di reporting annuale e semestrale. L'approvazione dei relativi piani di azione e la review dei principali risultati conseguiti è sottoposta ai massimi livelli decisionali aziendali.

**Sistema normativo**

Eni si impegna a garantire l'integrità, la trasparenza, la correttezza e l'efficienza dei propri processi attraverso l'adozione di adeguati strumenti, norme e regole per lo svolgimento delle attività e l'esercizio dei poteri, promuovendo regole di comportamento ispirate ai principi generali di tracciabilità e segregazione delle attività.

(26) Con il termine "giorni di assenza" si intende un'assenza dal lavoro di almeno un giorno di calendario, ad esclusione del giorno di accadimento dell'infortunio stesso.

Il sistema normativo di Eni si fonda su un quadro di riferimento coerente, che vede gli elementi essenziali nello statuto, nel Codice Etico, nel Codice di Autodisciplina, nei Principi del Modello 231, nei Principi SOA e nel CoSO Report.

Il sistema è composto da strumenti di indirizzo, coordinamento e controllo (Policy e Management System Guideline - MSG) e da strumenti di operatività (Procedure, Istruzioni operative). Le Policy sono approvate dal Consiglio di Amministrazione di Eni SpA e definiscono i principi e le regole generali di comportamento inderogabili che devono ispirare le attività svolte da Eni. Le Policy di Eni sono dieci: "Le nostre persone", "I nostri partner della catena del valore", "La global compliance", "La Corporate Governance", "L'eccellenza operativa", "I nostri partner istituzionali", "L'information management", "La sostenibilità", "I nostri asset tangibili e intangibili" e "L'integrità delle nostre operations".

Le MSG, emesse da Eni, forniscono le linee guida per la gestione dei processi operativi e di supporto al business compresi gli aspetti di sostenibilità. Vengono utilizzate inoltre per la descrizione di modelli di compliance e governance. Ogni singola società recepisce formalmente le MSG e adegua di conseguenza il proprio corpo normativo. A fine 2013 Eni ha emesso ventotto MSG di processo e dieci MSG di compliance/governance, realizzando in questo modo la totalità delle attività di ridisegno dei propri processi, ridefinizione delle linee guida di governance/compliance e semplificazione del sistema normativo.

Infine, le procedure definiscono le modalità operative con cui le attività delle società devono essere svolte mentre le Istruzioni operative definiscono il dettaglio delle modalità operative riferite a una specifica funzione, unità organizzativa, area professionale.

### **Performance economica e presenza sul mercato**

Facendo leva su un modello di business integrato, Eni ha identificato una strategia di crescita e di creazione di valore sostenibile di lungo termine per gli azionisti la cui attuazione si basa sulle linee guida e strategie specifiche a livello di business. Nel 2013 Eni ha conseguito risultati solidi in un mercato particolarmente difficile (cfr. Profilo dell'anno). In un contesto di mercato che si prevede ancora difficile, la strategia di Eni per il quadriennio 2014-2017 si baserà su una crescita selettiva nelle attività del settore E&P, una ristrutturazione accelerata delle attività mid e downstream, una creazione di valore generata da dismissioni e una gestione disciplinata degli investimenti. Tutte queste operazioni si tradurranno nel quadriennio in un aumento del flusso di cassa in grado di sostenere la crescita progressiva dei dividendi agli azionisti e una forte posizione finanziaria di Eni (cfr. La nostra strategia).

### **Gestione delle attività di procurement**

L'obiettivo del processo di procurement è quello di trasformare il fabbisogno delle unità richiedenti nell'erogazione di beni, lavori o servizi da parte dei fornitori, in linea con gli standard qualitativi, le tempistiche e gli altri requisiti richiesti e, allo stesso tempo, minimizzando i relativi costi di approvvigionamento. Il processo di procurement rispetta inoltre, in ogni sua fase, i principi Eni in materia di HSEQ.

Al fine di gestire in modo sistematico e strutturato questo processo, Eni si è dotata della "MSG Procurement" che provvede a: (i) regolare fasi e attività del processo di procurement, come ad esempio la pianificazione degli approvvigionamenti, la gestione delle gare, l'assegnazione dei contratti e la gestione dei contratti post-assegnazione; (ii) stabilire ruoli e responsabilità dei principali soggetti coinvolti nel processo di procurement; (iii) definire le regole generali per le attività chiave trasversali al processo di procurement, come ad esempio la gestione dei fornitori, il reporting e il controllo degli approvvigionamenti e la gestione della documentazione relativa.

Controlli accurati sono effettuati in modo continuo sui fornitori sia in fase di qualifica sia in fase di prestazione di servizio.

### **Impatti economici indiretti**

Oltre che attraverso l'occupazione diretta, Eni partecipa allo sviluppo dei Paesi in cui opera anche attraverso il potenziamento della filiera legata all'indotto e con l'implementazione di specifici progetti di sviluppo locale. Eni, nelle aree di competenza, ricorre in modo sistematico alla fornitura di beni e servizi locali oltre che alla mano d'opera locale, rispondendo così alla domanda di molti stakeholder nazionali e internazionali di creare valore per il territorio. Molte consociate si sono dotate di procedure a livello locale che definiscono l'iter da seguire per fornire la mano d'opera locale nelle zone circostanti alle nostre operazioni sul territorio. Nei contesti operativi viene condotta in modo sistematico un'analisi di mercato a livello locale al fine di inserire nelle liste dei fornitori aziende del luogo. Anche nella selezione delle imprese internazionali uno dei criteri di valutazione tecnica è la percentuale di local content e la presenza di un piano di sviluppo dello stesso. Eni promuove programmi di formazione annuali con l'obiettivo di consentire al personale locale di coprire i posti di maggiore responsabilità e di sostituire il personale internazionale.

### **Ambiente**

L'impegno ambientale di Eni è uno degli elementi portanti della strategia di sostenibilità. Eni adotta un sistema unico di gestione Salute, Sicurezza e Ambiente (HSE).

La gestione degli aspetti ambientali è basata su criteri di prevenzione, protezione, informazione e partecipazione e ha come obiettivi: l'individuazione degli aspetti ambientali significativi e l'adozione delle migliori tecnologie; la mitigazione degli impatti ambientali; la gestione di un sistema di prevenzione di eventi avversi di natura ambientale, diretti e indiretti, legati alle attività specifiche delle unità produttive; l'adozione di metodologie di sito specifiche per la tutela della biodiversità. Eni ha definito, e aggiorna costantemente, un sistema di gestione integrato di salute, sicurezza e ambiente che fa capo all'omonima direzione corporate che ha la responsabilità di promuovere la gestione e il miglioramento continuo delle performance HSE. Gli strumenti che Eni utilizza per la gestione degli aspetti ambientali sono le Policy "L'eccellenza operativa", "L'integrità delle nostre operations", "La sostenibilità", la MSG HSE oltre a varie procedure e istruzioni operative (OPI). Il coordinamento delle tematiche HSE è effettuato dal Comitato di Coordinamento HSE, presieduto dal Responsabile Sicurezza Salute e Ambiente di Eni ed è composto dai Responsabili della funzione HSE delle unità di business.

80136/633

**Energia**

L'efficienza energetica è per Eni un obiettivo imprescindibile di buona gestione e sostenibilità. Ad esso sono legate non solo una gestione responsabile delle risorse ma anche la riduzione degli impatti delle emissioni climalteranti, il contenimento delle emissioni di ossidi di azoto e zolfo, indicatori di buona funzionalità dei processi di combustione e di scelta dei migliori combustibili. Eni si impegna a ridurre le emissioni di gas serra migliorando l'efficienza degli impianti e aumentando l'utilizzo di combustibili a minor contenuto di carbonio e a promuovere un utilizzo consapevole e sostenibile dell'energia attraverso campagne di informazione ed educazione interne ed esterne e attraverso l'inserimento di criteri di sostenibilità nella selezione e valutazione della catena dei fornitori. Eni inoltre riduce costantemente i propri indici di emissione per quantità di energia prodotta/trasformata e promuove la valorizzazione del gas associato al petrolio in tutti i progetti.

**Acqua**

Eni è consapevole che l'accesso alle risorse idriche è un tema rilevante per lo sviluppo e si è impegnata a ottimizzare l'utilizzo di acqua dolce nel ciclo produttivo per limitare l'impatto sulla disponibilità alle comunità locali. Eni negli anni ha ridotto il proprio utilizzo di acqua dolce tramite l'applicazione delle migliori tecnologie e si pone l'obiettivo di aumentare progressivamente la reiniezione delle acque di strato e di processo nei giacimenti di provenienza.

Per valutare l'impatto delle proprie attività nelle zone cosiddette a "stress idrico", dove anche un consumo ridotto di acqua dolce potrebbe essere in competizione con i fabbisogni primari, Eni ha deciso di applicare il Global Water Tool sviluppato da WBCSD e adattato al settore Oil & Gas con IPIECA nel 2011.

**Biodiversità**

Eni considera la conservazione della biodiversità e dei servizi ecosistemici come una componente essenziale di sviluppo sostenibile nella realizzazione dei propri progetti industriali e si impegna a integrare tale obiettivo di conservazione nelle proprie attività, durante tutto il ciclo di vita dei propri impianti e in tutti i contesti in cui opera. Nelle valutazioni progettuali e nelle pratiche operative, Eni considera la presenza di aree protette e rilevanti per biodiversità, la presenza di specie a rischio e dei servizi ecosistemici ecologicamente e socialmente importanti. Eni identifica e valuta i potenziali impatti sulla biodiversità delle proprie attività operative e implementa azioni di mitigazione e offsetting per minimizzarne gli effetti. Inoltre, Eni valuta l'interazione fra le proprie attività e i servizi ecosistemici, promuovendo in particolare una gestione efficiente delle acque, soprattutto nelle aree sottoposte a stress idrico, e la riduzione delle proprie emissioni in aria, acqua e suolo. A tale scopo Eni adotta i protocolli sviluppati in ambito IPIECA e contribuisce alla mappatura globale delle aree protette attraverso il progetto Proteus e adotta metodologie sito specifiche per la tutela della biodiversità che si basano sui principi della Convention on Biological Diversity, sulle linee guida dell'Energy and Biodiversity Initiative e sugli strumenti operativi sviluppati dall'IPIECA-OGP Biodiversity Working Group. Eni mappa i siti operativi rispetto alle aree ad alto valore di biodiversità con l'obiettivo di differenziare le realtà operative sulla base della loro rilevanza per identificare dove è prioritario implementare piani di azione specifici.

**Emissioni**

Eni ha definito una strategia di carbon management per la riduzione delle emissioni climalteranti e gestisce la partecipazione al sistema europeo di Emission Trading attraverso modalità gestionali complesse che comprendono la contabilizzazione fisica, il reporting e la verifica delle emissioni, oltre che le relative operazioni di amministrazione delle quote e dei relativi movimenti. Relativamente alle altre emissioni (SOx, NOx, ecc.) Eni si impegna ad applicare le Best Available Techniques (BAT) e i migliori standard procedurali per la riduzione delle emissioni e il controllo dei principali inquinanti in atmosfera.

**Rifiuti**

In tutte le realtà in cui opera, Eni si impegna a rispettare la normativa vigente in materia di rifiuti e a ridurre gli impatti ambientali legati alle diverse fasi del processo di gestione. Inoltre, così come stabilito dall'UE, Eni adotta il principio di gerarchia del rifiuto con gli obiettivi di prevenire la produzione di rifiuti, di minimizzare lo smaltimento in discariche e potenziare il recupero.

**Pratiche di lavoro e condizioni di lavoro adeguate**

Parte della cultura di Eni e base per il successo dell'azienda è la centralità che Eni riconosce alle proprie persone: dalla tutela del lavoro allo sviluppo delle capacità e delle competenze, alla creazione di un ambiente di lavoro che offra a tutti le medesime opportunità sulla base di criteri di merito condivisi e senza discriminazioni. Tali principi sono sanciti nel Codice Etico Eni che richiama esplicitamente la Dichiarazione Universale dei Diritti Umani delle Nazioni Unite, le Convenzioni fondamentali dell'ILO e le Linee Guida dell'OCSE per le imprese multinazionali; in particolare, è promossa la tutela del lavoro e le liberalità sindacali, ed è ripudiata "ogni sorta di discriminazione, di corruzione, di lavoro forzato o minofile". La promozione di standard di lavoro internazionali in tutti i contesti è oggetto dei documenti normativi di Eni, degli accordi sindacali in vigore, dei processi di gestione e sviluppo delle persone e delle iniziative di formazione e comunicazione.

**Salute e sicurezza**

La sicurezza e la salute delle persone di Eni, della collettività e dei partner sono un obiettivo prioritario per Eni nello svolgimento delle proprie attività. Tutte le soluzioni organizzative di Eni ne garantiscono il rispetto e la tutela secondo i principi di precauzione, prevenzione, protezione e

miglioramento continuo, responsabilizzando tutti i livelli aziendali. Nei siti operativi sono condotte attività di valutazione dei rischi per individuare i principali pericoli per la sicurezza del personale. Eni si è dotata di un sistema di gestione della salute basato sulla norma internazionale OHSAS 18001 e introduce ogni anno specifici obiettivi sulla sicurezza legati alla remunerazione delle persone di Eni. Campagne di sensibilizzazione e informazione e specifici corsi di formazione sul tema, destinati a tutta la forza lavoro senza esclusioni, sono un ulteriore elemento della cultura della sicurezza di Eni, ritenuta una componente cardine della cultura aziendale di Eni.

#### *Occupazione e qualità del lavoro*

L'importanza strategica delle persone di Eni è sancita nella Policy "Le nostre persone" in cui si stabilisce che "le persone sono l'elemento indispensabile e fondamentale per l'esistenza stessa dell'impresa e gli obiettivi aziendali si possono raggiungere solo con la loro dedizione e professionalità". La Policy sottolinea l'importanza del fattore umano e dei driver che ne determinano lo sviluppo e la valorizzazione, individua i principi e i valori cui devono ispirarsi le azioni e i comportamenti e afferma l'impegno a sostenere "il rispetto dei diritti sanciti nella Dichiarazione Universale dei Diritti dell'uomo". Tali principi costituiscono il riferimento della MSG "Risorse Umane" che norma e definisce tutti i processi in ambito Human Resources.

Offrire un lavoro di qualità per Eni vuol dire valorizzare i comportamenti lavorativi, i risultati, le conoscenze professionali, le esperienze e le potenzialità delle proprie persone utilizzando sistemi di valutazione integrati e coerenti tra loro. Anche i sistemi di remunerazione sono orientati a garantire la valorizzazione del contributo delle proprie persone al raggiungimento degli obiettivi aziendali. In relazione a questi principi, le politiche retributive sono definite in modo integrato a livello globale, coerentemente con i riferimenti degli specifici mercati locali e di settore.

Eni favorisce, nelle relazioni di lavoro, l'adozione di comportamenti basati sul reciproco rispetto e condanna atteggiamenti comunque riconducibili a pratiche di mobbing o molestie" e in tale ambito ha sviluppato un web seminar sulla "non discrimination" che approfondisce la Convenzione ILO 111, uno dei documenti che disciplinano la normativa internazionale in tema di discriminazione sul luogo di lavoro.

Tale iniziativa, valutata come best practice dall'International Labour Organization (ILO), nasce dalla convinzione che la consapevolezza di tutte le persone sull'importanza dell'uguaglianza e della non discriminazione sia un requisito per la creazione di un ambiente inclusivo, che favorisca il rispetto e la valorizzazione di tutte le diversità.

#### *Libertà di associazione e contrattazione collettiva*

Nella condotta delle sue attività Eni garantisce libertà di associazione ed effettivo riconoscimento del diritto alla contrattazione collettiva.

Al fine di sviluppare un dialogo sindacale efficace e costante Eni ha strutturato con le Organizzazioni Sindacali un modello di relazioni industriali caratterizzato da fasi di informazione, consultazione e confronto adeguate alle necessità del business e alle esigenze organizzative. Il modello di relazioni industriali garantisce un'ampia partecipazione preventiva, assicura un processo di interlocuzione sindacale costante nelle fasi di cambiamento che coinvolgono l'azienda e i lavoratori. Pertanto Eni si è impegnata a riconoscere il diritto delle persone di costituire e aderire a un'organizzazione sindacale di loro scelta senza distinzione, interferenza né previa autorizzazione, con il solo vincolo delle regole dell'organizzazione interessata. Le Relazioni Industriali di Eni sono regolate a livello nazionale dal Protocollo di Relazioni Industriali del 2001 e dall'accordo per lo sviluppo e la competitività e per un nuovo modello di relazioni industriali sottoscritto il 26 maggio 2011. Relativamente alle attività di relazioni industriali a livello internazionale, si segnalano i rapporti con il Comitato Aziendale Europeo (CAE) sull'andamento delle politiche Eni in ambito europeo e con i rappresentanti dell'Osservatorio Europeo per la sicurezza e salute dei lavoratori.

#### *Diversità e pari opportunità*

Eni promuove comportamenti volti alla valorizzazione delle diversità, all'inclusione e di conseguenza alla non discriminazione e si impegna a creare un ambiente di lavoro nel quale le differenti caratteristiche personali e culturali sono considerate una risorsa e una fonte di arricchimento reciproco. Come sancito nella Policy "Le nostre Persone", Eni rispetta la dignità di ciascuno e offre pari opportunità senza distinzioni di razza, colore, genere o qualsiasi altra condizione dell'individuo non collegata ai requisiti necessari ai contenuti del lavoro.

Il rispetto delle pari opportunità è garantito dall'applicazione di sistemi e procedure interni di selezione, valutazione e sviluppo e di Compensation & Benefit basati sulla valorizzazione delle competenze e del merito. Infatti anche le analisi di pay gap evidenziano una generale omogeneità di retribuzione tra i generi, a parità di livello di ruolo e anzianità.

#### *Formazione e informazione*

Eni ha sviluppato per le proprie persone percorsi di formazione e aggiornamento continuo che rappresentano strumenti privilegiati per favorire lo sviluppo personale e professionale e contribuiscono alla qualità del lavoro. Eni Corporate University è il principale strumento di cui Eni si è dotata per sviluppare e valorizzare il patrimonio di conoscenze e competenze manageriali e tecnico-professionali delle persone. I diversi percorsi prevedono sia il rafforzamento del processo di crescita culturale, professionale e manageriale sia l'approfondimento di tematiche specialistiche con impatto diretto sul business. Per i membri del Consiglio di Amministrazione sono previste una serie di iniziative specifiche di formazione e sensibilizzazione sui temi legati alla sostenibilità attraverso la Board Induction.

#### *Diritti umani*

Eni opera in coerenza con i più alti riferimenti internazionali in merito alle responsabilità delle imprese in materia di Diritti Umani, tra i quali i Guiding Principles for Business and Human Rights approvati nel 2011 dal Consiglio ONU per i Diritti Umani. Queste linee guida prevedono che le imprese si dotino di un sistema coerente di regole volte a prevenire, gestire e rendicontare i casi di mancato rispetto dei Diritti Umani e che adottino un processo di due diligence, inteso come un sistema di gestione che consenta di adottare le misure e i processi funzionali al raggiungimento di questi

80136/635

obiettivi. Il sistema normativo di Eni prevede esplicitamente che "l'azienda si impegna a rispettare i Diritti Umani internazionalmente riconosciuti nell'ambito delle proprie attività e a promuoverne il rispetto nell'ambito di attività affidate a, o condotte con, i partner e da parte degli stakeholder". Dal 2007 Eni si è dotata di una Linea Guida che regola gli aspetti di tutela e promozione dei Diritti Umani in tutte le attività dell'azienda. Nello stesso anno è stato approvato il Codice Etico che esplicita le aspettative dell'azienda con riferimento a diversi ambiti afferenti ai Diritti Umani. Nel corso degli anni, misure per il rispetto dei Diritti Umani sono state integrate nei vari strumenti normativi aziendali in materia di Sostenibilità, Risorse Umane, Security, Sustainability Stakeholders Engagement and Community Relations, HSE, Pianificazione e Controllo, Procurement, Sviluppo Progetti Industriali in campo energetico e ambientale e Risk Management Integrato.

L'impegno per il rispetto dei Diritti Umani si realizza in Eni anche attraverso iniziative e progetti focalizzati sulle aree prioritarie rilevate attraverso il progetto di Human Rights Compliance Assessment. Le relative azioni di miglioramento vengono portate avanti dalle funzioni competenti con il supporto di una funzione specialistica e vengono coordinate mediante un gruppo di lavoro multifunzione.

#### Popolazioni indigene

Eni si impegna a rispettare i diritti delle popolazioni indigene sulla base della convenzione n. 169 dell'ILO riguardo le Popolazioni Indigene e Tribali. Il rispetto di questo standard internazionale è previsto nelle Linee Guida Eni per la tutela e la promozione dei Diritti Umani. Ulteriori riferimenti alle modalità con cui Eni intende dare applicazione alla Convenzione sono esplicitate nella Policy di Sostenibilità e nella MSG Sustainability Stakeholders Engagement and Community Relations. Gli strumenti e le metodologie aziendali riflettono tale impostazione, a partire dagli standard per la valutazione degli impatti ambientali, sociali e sanitari.

Nei contesti in cui sono presenti popolazioni indigene è stata inoltre promossa l'adozione di politiche specifiche che sanciscono l'impegno di Eni a rispettare i diritti di tali popolazioni e a tenere nella dovuta considerazione le loro aspettative nelle decisioni d'impresa. Ad oggi sono state adottate l'Indigenous Peoples Policy per le operazioni di Eni in Australia e Norvegia.

#### Security

Le attività di security, regolate dalla MSG Security, sono finalizzate a garantire la protezione delle persone e degli asset da qualsiasi minaccia di security, derivante da comportamenti criminosi di terzi che potrebbero provocare danni diretti o indiretti, anche alla reputazione di Eni. Tale obiettivo si ottiene attraverso l'implementazione di un efficace e efficiente sistema di Security Risk Management che definisce organizzazione e strumenti per determinare la natura delle minacce, tracciare l'evoluzione della vulnerabilità nel tempo, comprendere le potenziali conseguenze di eventi futuri e sviluppare un approccio strategico finalizzato alla loro gestione e all'opportuna mitigazione degli stessi. Sono adottate le misure preventive e difensive più idonee a minimizzare l'impatto e le probabilità che si verifichino eventi negativi, sempre nella piena osservanza delle norme, dei Diritti Umani e dei più elevati standard internazionali di riferimento.

A supporto di tali obiettivi sono inserite clausole relative alla tutela dei Diritti Umani nei contratti con i fornitori di servizi di security e vengono effettuati corsi di formazione che coinvolgono anche rappresentanti delle forze di pubblica sicurezza.

#### Società

Eni opera attraverso la definizione di accordi di cooperazione di lungo periodo con i governi e di joint venture con le National Oil Company, considerando l'importanza che riveste la valorizzazione delle capacità delle persone e delle imprese nei territori e favorendo il trasferimento di conoscenze e la crescita di professionalità locali. La concretizzazione di questa volontà di agire e di creare opportunità di sviluppo per la popolazione locale avviene attraverso la sigla di Memorandum of Understanding (MoU).

Eni identifica e valuta gli impatti ambientali, sociali, economici e culturali generati dalle proprie attività, inclusi quelli sulle popolazioni indigene, garantendone la mitigazione e attuando processi di miglioramento. L'azienda adotta strumenti appropriati di gestione e programmazione dei progetti con lo scopo di identificare, definire e gestire le iniziative a favore delle comunità locali. Il processo prevede l'utilizzo di specifici strumenti operativi: Stakeholder Management Process; Social Baseline Analysis; Social Impact Assessment, Community Investment Planning, Monitoring & Evaluation. Nel 2013 è stata emessa la MSG "Stakeholder Engagement and Community Relations" con l'obiettivo di: (i) regolare le fasi e le attività del processo di coinvolgimento degli stakeholder di sostenibilità, le relazioni con le comunità locali e le relazioni con gli altri processi aziendali; (ii) stabilire ruoli e macro responsabilità dei principali soggetti coinvolti nel processo di coinvolgimento degli stakeholder e di gestione delle relazioni con le comunità locali.

#### Comunità locali

La MSG "Stakeholder Engagement and Community Relations" regola il sottoprocesso di relazione con le comunità al fine di gestire le relazioni con le comunità locali, incluse le risposte alle loro istanze, e generare valore sul territorio attraverso progetti per lo sviluppo locale. Questo sottoprocesso definisce le modalità di gestione, da parte delle funzioni di società competenti per le attività di relazione con le comunità, delle relazioni con le comunità locali inerenti ad aspetti specifici del business di Eni in un determinato territorio. Queste modalità prevedono: (i) l'identificazione della strategia di relazione con le comunità e delle relative linee per l'attuazione del modello di cooperazione e sviluppo di Eni nei territori di presenza, attraverso un approccio inclusivo degli stakeholder e delle comunità locali; (ii) la definizione, pianificazione, mappatura e implementazione delle attività di relazione con le comunità; (iii) la definizione di metodologie e strumenti che le funzioni di società competenti per le attività di relazione con le comunità devono adottare per una corretta pianificazione e gestione delle attività di relazione con le comunità.

Eni è inoltre dotata di appositi standard per la valutazione degli impatti sulle comunità locali: (i) l'ESIA che approfondisce la componente socio-economica e culturale nell'analisi degli impatti; (ii) l'ESHIA per la valutazione integrata e congiunta degli impatti ambientali, sociali e di salute dei progetti. Oltre che attraverso l'occupazione diretta, Eni partecipa allo sviluppo dei Paesi in cui opera anche attraverso il potenziamento della filiera

legata all'indotto e con l'implementazione di specifici progetti di sviluppo locale. Eni gestisce le relazioni con i territori con correttezza, trasparenza e instaurando un dialogo continuo con gli stakeholder. Al fine di garantire l'accesso all'informazione e la partecipazione delle comunità, in tutte le consociate, Eni si è dotata di unità preposte alle relazioni con il territorio.

#### **Anti-corruzione**

Eni ritiene che la corruzione sia un ostacolo intollerabile all'efficienza del business e alla leale concorrenza. Pertanto, attraverso l'assetto organizzativo e normativo interno, Eni assicura la lotta contro la corruzione e il rispetto della trasparenza nel proprio modello di business.

Dal 1° gennaio 2010 Eni si è dotata dell'Anti-Corruption Legal Support Unit (ACLSU) che svolge attività di consulenza e assistenza specialistica in materia di Anti-corruzione per le persone di Eni e delle sue controllate non quotate. L'Anti-Corruption Legal Support Unit coincide attualmente con l'unità Anti-Corruption Legal Support, Sustainability and Internal Control System.

Inoltre dal 1° gennaio 2012 è in vigore l'attuale MSG Anti-corruzione aggiornata all'UK Bribery Act del 2010 (in vigore dal 1° luglio 2011) e corredata degli Strumenti Normativi Anti-corruzione, che vanno a sostituire le precedenti Procedure Ancillari.

Nel corso del 2013, nell'ambito del Nuovo Sistema Normativo Eni, è proseguito il processo di revisione e riemissione delle Procedure Ancillari Anti-Corruzione emesse nel quadro del precedente sistema normativo, che ha riguardato, in particolare, le segnalazioni, anche anonime, ricevute da Eni e dalle sue società controllate in Italia e all'estero nonché le attività di sponsorizzazione e le iniziative no profit.

#### **Meccanismi di reclamo**

Eni si è dotata di un canale dedicato per la segnalazione di qualunque violazione, sospetta o nota, incluse quelle sulla corruzione. Questo canale informativo, previsto dalla procedura "Segnalazioni, anche anonime, ricevute da Eni" (Whistleblowing), permette ai dipendenti, ai membri degli organi sociali o a terzi di inoltrare, anche in forma confidenziale o anonima, segnalazioni relative a problematiche di sistema di controllo interno (rispetto di leggi e normative esterne, nonché di regole e procedure aziendali, frodi sul patrimonio aziendale e informativa societaria, responsabilità amministrativa della società, ecc.) o di altre materie in violazione del Codice Etico di Eni (tematiche attinenti l'etica dei comportamenti, pratiche di mobbing, molestie, conflitti relativi alla gestione del personale, ecc.). Eni, al fine di agevolare la ricezione delle segnalazioni, predispone tutti i possibili canali di comunicazione, comprendenti posta ordinaria, numeri di fax, caselle vocali e di posta elettronica, strumenti di comunicazione sui siti intranet/internet di Eni.

Eni garantisce la ricezione, l'analisi e l'avvio di un'istruttoria condotta dall'Internal Audit i cui esiti sono sottoposti agli organi di controllo e di vigilanza preposti.

In un'ottica di stakeholder engagement locale ampio e continuativo, che Eni persegue con gli obiettivi di migliorare i rapporti con le comunità locali, consentire una gestione più reattiva e responsabile, e contribuire alle prospettive di business a lungo termine e di benessere delle società, meccanismi di raccolta e gestione delle segnalazioni sono già attivi nei Paesi di lunga presenza, come Nigeria, Kazakistan e Pakistan ed altri in via di rafforzamento in nuovi Paesi di presenza, come Ghana. Particolare attenzione è rivolta ai contesti che includono la presenza di comunità indigene, come in Australia, Ecuador e Norvegia. Nell'ambito della partecipazione al progetto promosso da IPIECA per definire linee guida specifiche di settore sui meccanismi di reclamo, Eni ha avviato un progetto pilota finalizzato a sviluppare un meccanismo sito-specifico di reclamo per le comunità locali e per definire le basi di riferimento per una best practice valida per tutto il Gruppo.

#### **Responsabilità di prodotto**

Tutte le attività di Eni sono svolte con impegno e rigore professionale, con il dovere di fornire apporti professionali adeguati alle funzioni e alle responsabilità assegnate e di agire in modo da tutelare il prestigio e la reputazione di Eni. Gli obiettivi di impresa, la proposta e realizzazione di progetti, investimenti e azioni devono essere indirizzati ad accrescere nel lungo periodo i valori patrimoniali gestionali, tecnologici e conoscitivi dell'impresa nonché a creare valore e benessere per tutti gli stakeholder, soprattutto per i propri clienti.

#### **Salute e sicurezza dei consumatori**

Eni persegue il proprio successo di business con un forte orientamento al mercato, riconoscendo che l'apprezzamento di chi richiede prodotti o servizi è di primaria importanza per il proprio successo di impresa e si adopera per assicurare la qualità dei beni e dei servizi forniti. Persegue il proprio successo d'impresa sui mercati attraverso l'offerta di prodotti e servizi di qualità a condizioni competitive, e nel rispetto di tutte le norme poste a tutela della leale concorrenza. Si impegna inoltre a rispettare il diritto dei consumatori a non ricevere prodotti dannosi per la loro salute e integrità fisica e a disporre di informazioni complete sui prodotti offerti.

#### **Soddisfazione dei clienti e consumatori**

La Customer Satisfaction (CS) è regolarmente monitorata in tutti i business Eni che prevedono la vendita di prodotti o servizi ai clienti finali (carburante e distribuzione gas, generazione di energia elettrica, vendita di gas naturale ed energia, ingegneria e costruzioni, chimica). Nel settore Gas & Power Eni svolge indagini di CS tra i suoi clienti volte a monitorare il grado di CS e a raggiungere il miglioramento continuo della qualità dei servizi. I processi di vendita al dettaglio e back office sono certificati dall'ente esterno DNV ai sensi della norma UNI EN ISO 9001:2008.

Nel settore della distribuzione di carburante (R&M), la valutazione della soddisfazione viene effettuata attraverso l'assegnazione di obiettivi dettagliati alle stazioni di servizio e agli agenti di vendita; inoltre, le prestazioni dei venditori vengono misurate attraverso indagini di Mystery Shopping [eseguita tre volte l'anno in ogni stazione di servizio] e CS Index.

80136/637

## Le attività di stakeholder engagement

Stakeholder	Modalità di engagement	Temî di interesse	Azioni di Eni
Comunità finanziaria	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dialogo continuo attraverso la sezione Investor Relations di eni.com</li> <li>- Conference call trimestrali</li> <li>- Presentazioni live collettive annuali</li> <li>- Incontri one-to-one, con analisti e gestori di portafoglio nel corso dell'anno</li> <li>- Partecipazione, durante l'anno, a conference tematiche [Upstream Project Seminar, Natural Global Resources Conference, Global Energy Conference, Pan European Strategic Decision Conference]</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Risultati trimestrali e annuali</li> <li>- Approfondimenti su strategie e risultati</li> <li>- Corporate Governance</li> <li>- Gestione dei rischi</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Presentazioni tematiche</li> <li>- Incontri con gli SRI sul modello Eni di gestione integrata dei rischi e approfondimento dei Rischi Compliance, Paese e Operations</li> <li>- Road-show nelle principali piazze finanziarie (nel 2013 primo road-show dedicato alla Corporate Governance)</li> <li>- Ciclo di incontri con gli investitori istituzionali e i principali proxy advisor in Europa e negli Stati Uniti sul sistema di Corporate Governance di Eni</li> </ul>
Persone di Eni	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Portale MyEni e MyEni International</li> <li>- Programma Cascade</li> <li>- Sistemi di Knowledge Management</li> <li>- Sistema di Relazioni Industriali partecipativo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Salute e sicurezza sul lavoro</li> <li>- Integrità</li> <li>- Trasparenza</li> <li>- Sviluppo professionale e condivisione di know how</li> <li>- Diversity management</li> <li>- Conciliazione vita privata</li> <li>- vita lavorativa</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Iniziative per la promozione della salute</li> <li>- Lancio del social network aziendale Moka</li> <li>- Programmi di formazione e training on the job</li> <li>- Iniziative di work-life balance: estensione progetto telelavoro</li> <li>- Rinnovo del CCNL Energia e Petrolio</li> <li>- Dialogo con i rappresentanti del Comitato Aziendale Europeo (CAE) sulle politiche Eni in ambito europeo e con i rappresentanti dell'Osservatorio Europeo per la sicurezza e salute dei lavoratori</li> </ul>
Comunità locali	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Road-show</li> <li>- Incontri e forum pubblici con le comunità</li> <li>- Partecipazione a riunioni sociali di comunità</li> <li>- Canali di informazione periodica alle comunità predisposti sul territorio</li> <li>- Strumenti formali per la gestione delle istanze (grievance mechanism)</li> <li>- Strumenti formali di gestione partecipata dei progetti sociali</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Trasparenza e informazione verso il territorio sui temi del business</li> <li>- Valutazione, mitigazione e gestione degli impatti ambientali, sociali e sui diritti umani</li> <li>- Contributo di Eni allo sviluppo economico e sociale</li> <li>- Strategia di community investment</li> <li>- Gestione dei progetti sociali</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pubblicazione di Rapporti Locali e siti web sito-specifici</li> <li>- Progetti a favore delle comunità</li> <li>- Organizzazione workshop (nel 2013 a Maputo, Mozambico)</li> <li>- Forum pubblici di consultazione in Nigeria sui processi di valutazione di impatto delle attività di business</li> <li>- Attivazione di meccanismi di raccolta e gestione delle segnalazioni nei Paesi di lunga presenza e in nuovi Paesi di presenza</li> </ul>
Fornitori	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Incontri</li> <li>- Coinvolgimento in progetti specifici</li> <li>- Piani di sviluppo local content</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Qualifica fornitori e audit di qualifica</li> <li>- Feedback sulle performance dei contratti</li> <li>- Audit SAB000</li> <li>- Sensibilizzazione sul tema climate change/emissioni</li> <li>- Partecipazione delle imprese locali alla catena di fornitura Eni</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sviluppo dei fornitori sulle competenze organizzative, tecniche, qualità, HSE, rispetto dei Diritti Umani</li> <li>- Supporto nel miglioramento a valle di valutazioni negative emerse dagli audit</li> <li>- Verifica del rispetto dei Diritti Umani nella catena di fornitura</li> <li>- Invito di partecipazione, a fornitori significativi, al Carbon Disclosure Supply Chain</li> <li>- Emissione della procedura sulla gestione del Local Content nel processo di procurement</li> </ul>
Clienti e consumatori	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Survey telefoniche e indagini qualitative periodiche</li> <li>- Interviste telefoniche o face to face nel punto vendita</li> <li>- Focus group su gradimento e usabilità dei servizi on-line</li> <li>- Forum online</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Verifica della soddisfazione della clientela e test di nuovi servizi</li> <li>- Analisi della soddisfazione e insoddisfazione per i servizi offerti (gas, luce, carburanti)</li> <li>- Consulenza e assistenza tecnica</li> <li>- Abitudini di consumo energetico</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pianificazione di azioni correttive per rispondere alle aree di miglioramento individuate in ambito clienti R&amp;M wholesale</li> <li>- Calibrazione di iniziative commerciali e di pricing</li> <li>- Definizione dei nuovi modelli di offerta</li> <li>- Lancio di iniziative/mirate ai singoli target</li> <li>- Avvio di un nuovo modello di relazione con le Associazioni dei Consumatori, volto a coniugare sempre di più cultura, consumerismo ed energia</li> </ul>
Parlamento nazionale e Ministeri	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Audizioni/indagini conoscitive in Commissione su richiesta</li> <li>- Partecipazione a tavoli tecnici, risposte alle consultazioni, position paper, incontri one to one con cadenza semestrale/mensile/su richiesta</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Attività di esplorazione in Italia</li> <li>- Regolazione delle attività di business G&amp;P</li> <li>- Sicurezza del sistema di approvvigionamento</li> <li>- Green economy</li> <li>- Ambiente (ad es. risanamento ambientale e restituzione al territorio delle aree bonificate)</li> <li>- Cooperazione internazionale</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sopralluoghi e visite istituzionali presso i siti produttivi</li> <li>- Iniziative di informazione, sensibilizzazione e approfondimento tecnico</li> <li>- Partecipazione attiva rispetto al tema dell'efficienza energetica (presentazione progetti per l'ottenimento di certificati bianchi) e nelle discussioni relative alla sostenibilità del futuro energetico italiano ed europeo</li> <li>- Partecipazione ai lavori del Tavolo interistituzionale sulla Cooperazione allo Sviluppo</li> </ul>
Istituzioni, Enti locali nazionali, Authority	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Incontri istituzionali, tavoli tecnici e audizioni con cadenza mensile/settimanale o su richiesta</li> <li>- Comunicazioni scritte</li> <li>- Tavoli di lavoro</li> <li>- Risposte a consultazioni</li> <li>- Incontri su tematiche specifiche con cadenza mensile o su richiesta</li> <li>- Invio di dati/informazioni mediante e-mail o portale con cadenza mensile o su richiesta</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Progetti di sviluppo e valorizzazione legati alle diverse attività</li> <li>- Sviluppo territoriale</li> <li>- Sussidi alle fonti rinnovabili</li> <li>- Codici e tariffe di accesso a servizi infrastrutturali G&amp;P</li> <li>- Regolazione rapporti commerciali con clienti retail</li> <li>- Regolazione tariffe di vendita al mercato tutelato</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Iniziative di informazione, sensibilizzazione, approfondimento tecnico e procedimentale</li> <li>- Sopralluoghi e visite istituzionali in sito</li> <li>- Partecipazione ai lavori dell'Assemblea nazionale dell'ANCI e presidio delle attività del Cinsedo</li> <li>- Partecipazione attiva a meeting</li> </ul>

Stakeholder	Modalità di engagement	Temi di interesse	Azioni di Eni
Associazioni imprenditoriali e Confindustria	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incontri, Workshop territoriali e partecipazione a Commissioni/Comitati Tecnici con cadenza semestrale/mensile o su richiesta</li> <li>Incontri con imprese associate alle Confindustrie Territoriali e partecipazione alle attività associative</li> <li>Incontri con le imprese locali</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sostenibilità d'impresa</li> <li>Ambiente</li> <li>Sicurezza</li> <li>Sistemi di qualifica fornitori</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Partecipazione a Comitati Tecnici e Gruppi di Lavoro (ad es. Comitato Tecnico Energia)</li> <li>Realizzazione di workshop sul processo di qualifica fornitori</li> <li>Realizzazione di incontri territoriali, per informare sulle attività Eni, legati a temi della sostenibilità ambientale e della sicurezza</li> </ul>
Istituzioni europee e Organizzazioni internazionali	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incontri one to one, tavoli tecnici, risposte a consultazioni con cadenza giornaliera o su richiesta</li> <li>Conference call e Corporate Advisory Panel</li> <li>Partecipazione ad associazioni di settore, a gruppi di lavoro istituzionali e ad eventi pubblici e/o audizioni presso il Parlamento europeo</li> <li>Collaborazione con i Punti OCSE di Contatto Nazionale e partecipazione ad iniziative specifiche</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Strategia energetica europea</li> <li>Politica ambientale e fiscale</li> <li>Regolazione dei mercati finanziari delle materie prime</li> <li>Regolazione del mercato interno del gas</li> <li>Trasparenza dei pagamenti dell'industria estrattiva</li> <li>Progetti di accesso all'energia</li> <li>Problematiche relative all'industria della raffinazione</li> <li>Diffusione e applicazione delle Linee Guida dell'OCSE destinate alle imprese multinazionali</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Presenza al tavolo di coordinamento a supporto della partecipazione italiana ai lavori del Consiglio Artico</li> <li>Contributo alle consultazioni della Commissione Europea (Libro Bianco sulle politiche energetiche e climatiche al 2030 e carbon leakage)</li> <li>Partecipazione al Policy Dialogue on Natural Resource-based Development organizzato da OCSE</li> </ul>
Sistema delle Nazioni Unite	<ul style="list-style-type: none"> <li>Inclusione nel programma LEAD del Global Compact e presenza nel relativo Steering Committee</li> <li>Partecipazione attiva ai differenti filoni di attività promossi dal Programma LEAD</li> <li>Accordi di collaborazione (ad es. ISPAC)</li> <li>Presenza nel Leadership Council del Sustainable Development Solutions Network delle Nazioni Unite</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sustainable development goals</li> <li>Diritti umani e imprese</li> <li>Decent work</li> <li>Anticorruzione</li> <li>Trasparenza</li> <li>Ambiente</li> <li>Accesso all'energia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Partecipazione alle principali occasioni di confronto tra le Nazioni Unite e le imprese (UN Private Sector Focal Points Meeting; UN Global Compact Leaders Summit; UN Annual Forum on Business and Human Rights)</li> <li>Partecipazione all'iniziativa Proteus 2012 promossa dall'UNEP</li> <li>Partecipazione al programma Business for Peace del Global Compact</li> <li>Conduzione dell'iniziativa "Energy for All in Sub-Saharan Africa"</li> <li>Contributo ai lavori del Thematic Group Good Governance of Extractive and Land Resources</li> </ul>
Altre organizzazioni nel campo della Sostenibilità	<ul style="list-style-type: none"> <li>Adesione e partecipazione a WBCSD, Business for Social Responsibility, World Economic Forum, GGFR (Global Gas Flaring Reduction Initiative), EITI (Extractive Industries Transparency Initiative), PACI (Partnering Against Corruption Initiative) e IPIECA</li> <li>Adesione al GRI e all'IIRC</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Valutazione degli impatti sociali e ambientali</li> <li>Trasparenza e reporting</li> <li>Reporting integrato e creazione di valore</li> <li>Diritti umani</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Partecipazione ai gruppi di lavoro del WBCSD</li> <li>Partecipazione ai gruppi di lavoro IPIECA (su Diritti Umani, Reporting, Climate Change, ecc.)</li> <li>Partecipazione alle consultazioni sul nuovo Standard EITI e all'evento "Open for Growth: Trade, Tax and Transparency Event"</li> <li>Partecipazione al GRI G4 Pioneer Program</li> <li>Partecipazione al Pilot Program dell'IIRC</li> </ul>
ONG nazionali e internazionali	<ul style="list-style-type: none"> <li>Collaborazione e organizzazione di eventi congiunti</li> <li>Conferenze su temi specifici</li> <li>Dialogo costante e incontri su richiesta</li> <li>Partecipazione a network (Sodalitas, Anima per il Sociale)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Temî energetici globali</li> <li>Diritti umani</li> <li>Valutazioni d'impatto</li> <li>Anticorruzione</li> <li>Sostenibilità delle operazioni in Nigeria (Prevenzione e gestione di sversamenti, riduzione del flaring, bonifiche e compensazioni alle comunità locali)</li> <li>Trasparenza nel corporate reporting</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Collaborazione con Legambiente per l'iniziativa Energythink</li> <li>Accordo con Transparency International per l'elaborazione di una metodologia innovativa di "Country Assessment"</li> <li>Partecipazione alla ricerca di Transparency International in materia di "transparency in corporate reporting"</li> <li>Dialogo con Amnesty International sulle attività in Nigeria e sulla tutela dei diritti umani delle popolazioni che vivono nei pressi dei siti estrattivi</li> </ul>
Università e centri di ricerca	<ul style="list-style-type: none"> <li>Accordi di collaborazione e partnership strategiche</li> <li>Corporate advisory panel</li> <li>Incontri ufficiali bilaterali con cadenza semestrale o su richiesta</li> <li>Scambio di comunicazioni, condivisione di informazioni ed incontri one to one all'occorrenza</li> <li>Workshop tematici e incontri periodici con i partner per verificare lo stato di avanzamento delle attività e diffondere i risultati</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Attività di supporto ai business (esplorazione e produzione, tecnologie innovative per raffinazione e petrolchimica)</li> <li>Energie rinnovabili (solare fotovoltaico e solare a concentrazione, biomasse ad uso energetico)</li> <li>Tecnologie per la protezione dell'ambiente</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Realizzazione di "laboratori virtuali" in collaborazione con università, centri di ricerca e aziende</li> <li>Rinnovo di Accordi Quadro con i Politecnici di Milano e Torino, e con il Consiglio Nazionale delle Ricerche (CNR)</li> <li>Rinnovo del contratto di collaborazione con il Massachusetts Institute of Technology di Boston (USA)</li> <li>Proseguimento dell'alleanza strategica con Stanford University sulle tecnologie core dell'Dil &amp; Gas e del risanamento ambientale</li> <li>Sigla di un accordo con Earth Institute di Columbia University per rafforzare i sistemi di pianificazione, monitoraggio e valutazione degli investimenti di Eni per lo sviluppo locale</li> </ul>

80136/639

## Consiglio di Amministrazione

		2011	2012	2013
Membri del CdA	(numero)	9	9	9
- esecutivi		1	1	1
- non esecutivi		8	8	8
- indipendenti		7	7	7
- non indipendenti		2	2	2
- membri di minoranze		3	3	3
Riunioni annue del CdA		18	16	13
Partecipazione media alle riunioni del CdA	(%)	97	97	97
Sessioni annue di board induction	(numero)	6	3	3
Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni	(%)	5,7	8,1	14,0
Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni		8,5	15,0	27,6

Il Consiglio di Amministrazione di Eni SpA si compone di 9 amministratori di cui 8 non esecutivi e 7 indipendenti ai sensi di legge e del Codice di Autodisciplina delle società quotate (dicembre 2011), cui Eni aderisce. Tre consiglieri sono nominati da azionisti diversi da quelli di controllo.

Nel 2013 è proseguito il programma di formazione (ongoing induction) per i consiglieri e i sindaci di Eni SpA. Argomenti di induction sono stati i compiti e le responsabilità del Consiglio di Amministrazione alla luce del contesto attuale, con particolare riferimento ai rischi aziendali. Sono state inoltre approfondite alcune tematiche di business con la visita di siti operativi e, continuando lungo la linea della positiva esperienza dello "Strategy Day" avviata nel 2012, nella riunione del 9 luglio 2013 il Consiglio ha approfondito alcuni temi di pianificazione strategica.

Traendo ispirazione dalla Board Induction del Consiglio di Amministrazione e in linea con la cultura di integrità aziendale che guida l'azione di Eni, è stato effettuato nel 2013 il secondo piano di formazione (Welcome Board) destinato ai componenti degli organi di amministrazione delle società controllate e partecipate da Eni.

Nel 2013 il Consiglio di Eni – previa valutazione del Comitato Nomine e con il supporto di un consulente estero per assicurare obiettività al processo – ha dato corso per l'ottavo anno consecutivo alla Board Review e, in ragione della prossima scadenza del mandato, non ha ritenuto di procedere alla Peer Review dei Consiglieri che invece era stata fatta negli anni precedenti.

In ottemperanza alle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina, tenuto conto degli esiti dell'autovalutazione, con il supporto del Comitato per le Nomine, il Consiglio ha espresso il proprio orientamento agli Azionisti in vista del rinnovo degli organi in merito alle competenze e figure professionali la cui presenza all'interno del Consiglio e dei Comitati sia ritenuta opportuna.

A partire dai prossimi rinnovi degli organi sociali di Eni SpA, previsti in occasione dell'approvazione del bilancio 2013, nella composizione del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale, gli azionisti dovranno assicurare l'equilibrata rappresentanza dei generi, prevista dalla legge, recepita dal 2012 nello Statuto della Società. In particolare, il genere meno rappresentato deve ottenere, nel primo mandato, almeno un quinto degli Amministratori e dei Sindaci effettivi eletti e almeno un terzo nei due mandati successivi. Già nel 2011, il Consiglio di Amministrazione di Eni aveva raccomandato di anticipare alle società controllate non quotate italiane gli effetti della legge sull'equilibrio dei generi (in vigore dai rinnovi successivi al febbraio 2013), raggiungendo così sin dai rinnovi 2012 la soglia di più di un terzo di donne nei Consigli di Amministrazione e Collegi Sindacali, rispetto alle nomine di competenza del socio Eni. Nel corso del 2013 le stesse società hanno modificato i propri statuti al fine di assicurare per tre mandati consecutivi il rispetto della composizione degli organi sociali (Consiglio di Amministrazione e Collegio Sindacale), anche in caso di sostituzione, garantendo, in particolare, che il genere meno rappresentato ottenga almeno un quinto dei componenti di ciascun organo per il primo mandato e un terzo per i successivi due mandati. Come principale effetto dell'impegno di Eni nella promozione di iniziative volte al supporto dei principi ispiratori della normativa sull'equilibrio dei generi, si è registrato un notevole incremento della presenza femminile negli organi sociali. La normativa interna in materia di "Corporate governance delle società di Eni" approvata dal Consiglio di Amministrazione del 30 maggio 2013 – che ha aggiornato le linee guida precedentemente emesse dal Consiglio di Amministrazione in materia di Corporate Governance – fermi gli obblighi di legge, prevede che nella scelta dei componenti degli organi di amministrazione e controllo delle società controllate anche estere di Eni sia tenuta presente, ove possibile, l'esigenza della diversificazione anche di genere.

Nel 2013, inoltre, è stato definito, per il primo anno, un modello di monitoraggio relativo alla composizione dei Consigli di Amministrazione delle società controllate di Eni in Italia e all'estero, con particolare attenzione alla diversity di genere ma anche in termini di caratteristiche professionali, nazionalità, età, esperienza e anzianità di carica. Principale obiettivo di tale attività è quello di verificare l'andamento nel tempo della diversificazione nei Consigli di Amministrazione e di individuare eventuali azioni migliorative.

Per rispondere alla crescente necessità di un dialogo continuativo tra società e azionisti, nel 2013 il Presidente del Consiglio di Amministrazione di Eni ha promosso un ciclo di incontri con gli investitori istituzionali e i principali proxy advisor in Europa e negli Stati Uniti incentrati sul sistema di Corporate Governance di Eni, permettendo di apprezzarne le caratteristiche anche alla luce dei diversi modelli normativi di riferimento.

## Azionariato

Composizione azionariato sulla base delle segnalazioni nominative relative ai percettori del dividendo Eni in acconto dell'esercizio 2013 (data stacco 23 settembre 2013 - data pagamento 26 settembre 2013)

	Numero azioni	%
Azionisti di controllo	1.093.731.615	30,10
Investitori istituzionali	2.189.202.455	60,24
Investitori retail	335.491.826	9,23
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo	11.388.287	0,31
Altri (azioni per le quali non sono pervenute le segnalazioni nominative)	4.371.147	0,12
<b>Totale</b>	<b>3.634.185.330</b>	<b>100,00</b>

Al 31 dicembre 2013 gli azionisti di controllo possiedono n. 1.093.731.615 azioni di Eni, pari al 30,10% del capitale della Società (di cui il 4,34% posseduto dal Ministero dell'Economia e delle Finanze e il 25,76% posseduto dalla Cassa Depositi e Prestiti – CDP SpA – controllata dallo stesso Ministero).

Alla data del 31 dicembre 2013 il capitale della Società ammonta a €4.005.358.876, interamente versato, ed è rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie nominative prive di indicazione del valore nominale.

## Il sistema di controllo interno e gestione dei rischi

	2011	2012	2013	
Interventi di audit integrato	(numero)	64	83	65
- audit a programma		40	59	49
- audit a spot		7	8	5
- follow-up		17	16	11
Numero di raccomandazioni (azioni correttive)		1.088	1.150	907
Numero di interventi di Risk Assessment		78	98	35
Media dei tempi di completamento delle azioni correttive	(giorni)	80	83	78
Numero di partecipanti alle sessioni di formazione sul Sistema di controllo interno e gestione dei rischi	(numero)	-	284	1.216
- modalità e-learning		-	64	610
- modalità workshop		-	220	606

Il sistema di controllo interno e gestione dei rischi Eni (SCIGR), i cui principali aspetti sono descritti nel Capitolo "Altre informazioni" della Relazione Finanziaria, è sottoposto nel tempo a verifiche e aggiornamento, al fine di garantirne costantemente l'idoneità a presidiare le principali aree di rischio dell'attività aziendale, in rapporto alla tipicità dei propri settori operativi e della propria configurazione organizzativa e in funzione di eventuali novità legislative e regolamentari.

Un ruolo primario nel processo di verifica e valutazione del SCIGR nel suo complesso è affidato all'Internal Audit che svolge gli interventi di audit (audit operational, financial e compliance con focus sugli aspetti ex D.Lgs. n. 231/01) in esecuzione del Piano annuale di attività elaborato con un approccio "top-down risk based" e approvato, unitamente al budget delle risorse, dal Consiglio di Amministrazione e, per gli aspetti rilevanti ai fini del D.Lgs. n. 231/01, dall'Organismo di Vigilanza di Eni SpA.

Con riferimento alle principali attività svolte dall'Internal Audit, si evidenzia che:

- il numero degli interventi di audit integrato emessi nel 2013 è in linea con la media di interventi emessi nel quinquennio. In particolare gli interventi di audit integrato emessi nel 2013 hanno registrato un aumento della durata media in considerazione dell'integrazione nell'ambito degli stessi delle verifiche Anti-corruzione e del monitoraggio indipendente svolto ai fini Sarbanes Oxley;
- il numero medio delle azioni correttive per intervento è stabile tra i vari settori e si rileva ad oggi un sostanziale rispetto dei tempi di attuazione delle azioni programmate, a conferma dell'attenzione delle strutture auditate al rispetto delle tempistiche dichiarate;
- le attività di risk assessment 2013 sono state ridotte a seguito dell'entrata a regime del processo di risk management integrato i cui risultati sono utilizzati dall'Internal Audit ai fini della pianificazione delle attività di audit, integrandoli con analisi di maggiore dettaglio ove ritenuto necessario con interventi di risk assessment;
- le iniziative di formazione sul SCIGR rivolte al Management di Eni SpA e delle principali società controllate in Italia e all'estero e volte a fornire una visione organica e integrata del SCIGR e a sviluppare consapevolezza del ruolo del Management nell'implementazione e funzionamento di un efficace ed efficiente SCIGR, hanno registrato un forte incremento rispetto all'anno precedente. In particolare nel 2013 sono stati svolti workshop "on site" in circa 15 Paesi oltre all'Italia.

80136/641

## La gestione delle segnalazioni

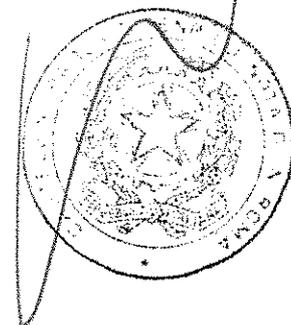
(numero)	2011	2012	2013
Fascicoli di segnalazioni sistema di controllo interno pervenute all'Internal Audit per area segnalata	86	86	110
- approvvigionamenti	25	31	40
- personale	7	9	11
- affari legali	0	0	0
- commerciale	18	9	7
- amministrazione e finanza	2	7	4
- acquisizione asset	0	0	0
- gestione contrattuale	8	9	22
- logistica	9	6	1
- altre aree aziendali (security, HSE, ecc.)	17	15	25
Fascicoli di segnalazioni sistema di controllo interno chiusi nell'anno per esito dell'istruttoria	88	86	101
- fondati per i quali sono state adottate azioni correttive sul Sistema di controllo interno	3	7	12
- fondati per i quali sono stati adottati provvedimenti verso dipendenti/fornitori e altre azioni correttive (su clienti/gestori/agenti/terzi, interventi tecnici/operativi; denunce autorità pubbliche, ecc.)	9	14	18
- infondati con azioni	26	23	27
- generici	14	5	4
- infondati	34	37	40
Fascicoli di segnalazioni altre materie pervenute all'Internal Audit per area segnalata	68	87	120
- personale	18	33	37
- Codice Etico	42	43	71
- rapporti con terzi	8	5	12
- altro	0	6	0
Fascicoli di segnalazioni altre materie chiusi nell'anno per esito dell'istruttoria	90	77	99
- fondati per i quali sono state adottate azioni di miglioramento	0	2	2
- fondati per i quali sono stati adottati provvedimenti verso dipendenti/fornitori e altre azioni correttive (su clienti/gestori/agenti/terzi, interventi tecnici/operativi; denunce autorità pubbliche, ecc.)	13	12	12
- infondati con azioni	19	12	26
- generici	2	7	5
- infondati	56	44	54

Nel corso del 2013 sono pervenute 357 segnalazioni raggruppate in 230 fascicoli, di cui 110 (48%) afferenti tematiche relative al "Sistema di controllo interno" e 120 riguardanti le "Altre materie" (52%). Nello stesso periodo sono stati archiviati complessivamente 200 fascicoli, di cui 101 afferenti il "Sistema di controllo interno" (51%) e 99 concernenti le "Altre materie" (49%).

Le verifiche effettuate con riferimento ai 200 fascicoli che sono stati archiviati nel 2013 hanno avuto i seguenti esiti:

- per 44 fascicoli (22%) le verifiche hanno confermato almeno in parte il contenuto delle segnalazioni e sono state assunte le opportune azioni correttive;
- per 147 fascicoli le verifiche non hanno evidenziato elementi a conferma della fondatezza dei fatti segnalati, tuttavia per 53 fascicoli (27%) sono state comunque assunte azioni di miglioramento sulle strutture aziendali interessate. In conclusione, si sono adottate azioni di miglioramento nel 49% dei casi;
- per 9 fascicoli è stata rilevata la genericità dei fatti segnalati.

Il numero delle segnalazioni ricevute attraverso i canali di comunicazione attivati, in costante crescita nell'ultimo triennio, conferma l'ampia diffusione e conoscenza della procedura sulle segnalazioni (procedura Whistleblowing).



## Il valore aggiunto

(milioni di euro)	2011	2012	2013
Valore aggiunto globale netto distribuito	23.294	22.475	20.421
- di cui alle risorse umane	4.592	4.895	5.518
- di cui agli azionisti	3.978	4.139	4.227
- di cui agli Stati e alle Pubbliche Amministrazioni	9.903	11.659	9.008
- di cui ai finanziatori	922	980	923
- di cui al sistema impresa	3.899	802	745

Il valore aggiunto netto distribuito nel 2013 è pari a 20.421 milioni di euro, in riduzione rispetto al periodo precedente principalmente per: (i) minori produzioni nel settore E&P a causa di interruzioni straordinarie e per l'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro; (ii) perdite straordinarie su commesse registrate nel settore I&C nella prima parte dell'anno.

Il valore aggiunto nel 2013 è stato così ripartito:

- 44% allo Stato e Pubbliche Amministrazioni attraverso le imposte sul reddito sia di imprese italiane sia di imprese estere;
- 27% alle risorse umane remunerate attraverso salari, stipendi e oneri sociali;
- 21% agli azionisti remunerati attraverso la distribuzione dei dividendi;
- 5% ai finanziatori remunerati attraverso gli oneri finanziari.
- 4% al sistema impresa remunerato attraverso la quota di utile netto reinvestito in azienda (risultato di esercizio al netto dei dividendi e della quota destinata al reintegro delle immobilizzazioni tecniche e immateriali utilizzate nel processo produttivo).

## Le relazioni con i clienti e i consumatori

Performance call center Eni		2011 <sup>(a)</sup>	2012	2013	Standard AEEG
Percentuale di chiamate telefoniche dei clienti che hanno parlato con un operatore (livello di servizio)	(%)	97,7	97,1	95,5	80
Tempo medio di attesa al call center	(secondi)	102	105	90	240
First Call Resolution (FCR)	(%)	88	88	89	-
Self Care (operazioni svolte in autonomia dai clienti sul totale delle operazioni richieste)		32	43	51	-

(a) Dati relativi al settore G&P (ante integrazione call center Eni).

A partire da settembre 2012 il numero verde del servizio clienti è diventato un unico canale di accesso telefonico della clientela retail di Eni in Italia; il numero verde 800 900 700 è stato strutturato per rispondere a tutte le richieste di servizio e di informazione relative a gas, luce e carburanti. Ciò ha consentito tre importanti miglioramenti del servizio per i consumatori: avere un unico punto di contatto con Eni, vivere un'unica customer experience, ottenere miglioramenti in termini di servizio – anche attraverso l'estensione degli orari di apertura del call center – che prevede, adesso, anche per gli automobilisti che vogliono entrare in contatto con Eni e i titolari di carte you&eni, un accesso gratuito 7 giorni su 7 e per 24 ore al giorno. Tra i risultati raggiunti dal call center unico Eni, in un contesto di incremento di richieste di contatto derivante dall'aumento dei clienti gas e luce e dall'estensione del servizio al Settore R&M, è migliorato il tempo medio di attesa, passando da 105 secondi del 2012 a 90 secondi del 2013. Anche la risolutività durante la prima telefonata (FCR) con l'89% è migliorata. In tale ambito, inoltre, si registra un notevole aumento delle operazioni svolte in autonomia dai clienti gas e luce sul totale delle operazioni richieste (self care), passate dal 43% del 2012 al 51% del 2013. Questo risultato è stato raggiunto attraverso l'introduzione di una serie di nuovi servizi "automatici", sia informativi che dispositivi su IVR telefonico e web, che permettono al cliente gas e luce di soddisfare una serie di necessità senza richiedere supporto ad un operatore fisico.

### Mercato G&P

Soddisfazione dei clienti G&P sui servizi telefonici		2011	2012	2013
Punteggio soddisfazione clienti Eni (PSC)	(%)	88,6	89,7	90,4 <sup>(b)</sup>
Media Panel <sup>(a)</sup>		88,9	91,2	93,1

(a) Il panel analizzato si riferisce a società che rappresentano oltre il 50% del mercato e che hanno più di 50.000 clienti [fonte: indagine AEEG relativa a qualità dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas riferita al primo semestre 2013].

(b) Il valore del PSC 2013 è riferito al primo semestre in quanto alla data di pubblicazione del presente documento l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas non ha ancora pubblicato il dato del secondo semestre.

80136/643

Anche nel 2013 il settore G&P ha proseguito il programma di iniziative volto ad aumentare il grado di soddisfazione dei clienti e a rappresentare un modello di riferimento per la qualità del servizio gas e luce. In questo scenario il punteggio di soddisfazione dei clienti (PSC) di G&P è incrementato registrando un 90,4%, rispetto all'89,7% del 2012.

Nel 2013 in Italia il settore G&P ha continuato il percorso di lancio di prodotti e servizi innovativi che facilitino la scelta del contratto gas e luce più aderente alle proprie esigenze energetiche, la gestione della bolletta e la scelta dei migliori servizi connessi alla fornitura di gas e luce, con una multicanalità di accesso "best in class".

Dal punto di vista del portafoglio offerte, nel 2013 è stato confermato per la clientela residenziale il pacchetto "eni3", ulteriormente potenziato durante l'estate 2013 con il lancio della campagna "eni3 summer". Inoltre nell'ultimo trimestre 2013 è stato lanciato il nuovo pacchetto "fixa super-Luce", con un prezzo che blocca la componente energia del costo dell'elettricità per 2 anni.

Nel 2013 è stato anche potenziato il pacchetto "suMisura", dedicato alle attività commerciali come negozi, bar e ristoranti, che dà la possibilità ai clienti di costruirsi l'offerta gas e luce più adeguata alle proprie esigenze energetiche e in base al proprio profilo di consumo energetico, ed è stato lanciato il pacchetto gas e luce "sottoControllo", dedicato alle piccole e medie imprese.

Sul versante della tutela del cliente, della trasparenza dei contratti e dell'assistenza alla clientela retail gas e luce, la Divisione G&P ha continuato a: (i) seguire un processo restrittivo di selezione dei partner commerciali integrandolo con strumenti contrattuali finalizzati a prevenire, dissuadere e sanzionare potenziali comportamenti scorretti da parte della forza vendita indiretta (agenti commerciali e teleseller); (ii) diffondere in maniera capillare un sistema di e-learning per la formazione dei venditori; (iii) offrire un processo di ripensamento alla proposta contrattuale più semplice e rapido attraverso un canale telefonico e fax; (iv) effettuare la check call di conferma su tutte le proposte contrattuali sottoscritte attraverso agenzie, negozi "eni energy store" e teleselling.

Tali attività hanno sostanzialmente ridotto a percentuali prossime allo zero il cosiddetto fenomeno dei "contratti non richiesti".

Nel 2013 il servizio di webbolletta si è ulteriormente diffuso raggiungendo gli 800.000 clienti e oltre 2 milioni di bollette online consultate. Il servizio consente gratuitamente di visualizzare la bolletta nella propria area riservata 10 giorni prima rispetto alla normale consegna cartacea.

Nel 2013 i dati di awareness del brand Eni come fornitore di energia elettrica e gas hanno visto un incremento rispetto al 2012 (notorietà spontanea dal 44,9% al 51,6%, notorietà totale dal 79,6% al 83%).

## Mercato R&M

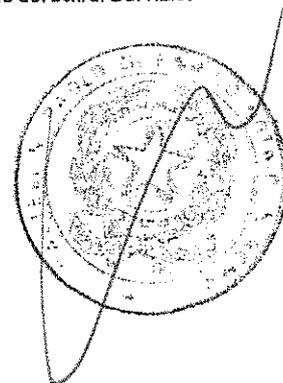
Soddisfazione dei clienti R&M		2011	2012	2013
Indice di soddisfazione clienti	[scala Likert]	7,74	7,90	8,10
Clienti coinvolti nell'indagine di soddisfazione	(numero)	30.524	30.438	29.863

Nel settore Refining & Marketing in Italia a fine 2012 sono state lanciate le nuove carte consumer che associano alla funzionalità fedeltà anche quella di pagamento e in un anno sono state emesse più di 1 milione di carte, il cui 40% è costituito da nuovi clienti. Il data base dei clienti you&eni si è pertanto arricchito raggiungendo circa 7 milioni di carte.

Nel 2013 sono state implementate azioni di Customer Relationship Management (CRM) rivolte ai clienti iscritti al programma you&eni, offrendo loro bonus e sconti in seguito all'adozione di comportamenti virtuosi e coinvolgendo i partner del programma nella realizzazione di particolari offerte per facilitare la raccolta punti.

Inoltre, per assicurare un servizio d'eccellenza, sono svolti periodicamente corsi di formazione su varie tematiche rivolti ai gestori, non solo dal punto di vista tecnico ma anche per ciò che concerne la relazione con il cliente finale. In questi ambiti è stata data particolare attenzione alla formazione dei gestori *eni café*.

Il 16 dicembre 2013 Eni ha lanciato a Milano "Enjoy", iniziativa di Smart Mobility per l'offerta alla clientela di prodotti e servizi di mobilità a basso impatto ambientale con specifico focus sul car sharing, servizio che favorisce il passaggio da logiche di possesso del mezzo a logiche di utilizzo in condivisione dello stesso in modo da consentire di rinunciare all'automobile privata, con notevoli benefici in termini di riduzione delle emissioni inquinanti, ma non alla flessibilità delle proprie esigenze di mobilità. L'auto, in questo modo, passa dall'ambito dei beni di consumo a quello dei beni di servizio.



## La sicurezza delle persone

		2011	2012	2013
Indice di frequenza infortuni	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,60	0,49	0,35
- dipendenti		0,65	0,57	0,40
- contrattisti		0,57	0,45	0,32
Indice di gravità infortuni	(giorni di assenza/ore lavorate) x 1.000	0,021	0,021	0,014
- dipendenti		0,025	0,026	0,018
- contrattisti		0,018	0,017	0,012
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	1,51	1,17	1,04
- dipendenti		1,75	1,45	1,35
- contrattisti		1,37	1,01	0,86
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	1,94	1,10	0,98
- dipendenti		1,19	0,87	1,74
- contrattisti		2,38	1,23	0,53
Near miss	(numero)	2.723	2.862	3.961
Ore di formazione sulla sicurezza	(ore)	1.354.705	1.259.228	2.112.319
- di cui ai dirigenti		8.244	5.046	7.290
- di cui ai quadri		131.541	69.890	73.067
- di cui agli impiegati		474.568	312.817	996.364
- di cui agli operai		740.352	871.475	1.035.598
Investimenti e spese in sicurezza	(migliaia di euro)	320.118	370.950	408.794
- di cui spese correnti		193.227	260.420	253.312
- di cui investimenti		126.891	110.530	155.482

Nel 2013 è continuato il trend di miglioramento nel campo della sicurezza, con gli indici infortunistici più bassi degli ultimi nove anni e un numero di infortuni in calo del 32% rispetto al 2012 e di oltre il 70% rispetto al 2006, passando dagli oltre 750 eventi ai poco più di 200 nel 2013. L'indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale Eni (pari a 0,35) è in calo del 28,7% rispetto al 2012; in particolare, rispetto al 2012 il miglioramento relativo all'indice di frequenza infortuni dei dipendenti è stato del 28,9%, mentre per i contrattisti il miglioramento è stato del 29%.

Nel 2013 sono avvenuti 4 infortuni mortali a dipendenti (nel 2012 sono stati 2 e 3 nel 2011) e 2 a contrattisti (nel 2012 sono stati 5 e 10 nel 2011). Tutti gli eventi mortali del 2013 sono avvenuti nel settore I&C. Nel corso del 2013 è proseguito il progetto "zero fatalities" volto ad aggredire in modo ancora più incisivo le cause principali degli infortuni mortali. In tale contesto è stato realizzato un video che illustra le "golden rules" per la prevenzione delle cadute dall'alto, destinato a tutto il personale (dipendenti e contrattisti) dei siti operativi.

Nel 2013 è proseguito il programma di comunicazione e formazione "eni in safety" (raggiungendo i 200 workshop realizzati), con estensione anche ai contrattisti ritenuti più critici ed è continuata la campagna "safety road show" con la visita nei siti operativi Eni in Italia e all'estero e la partecipazione complessiva di oltre 2.500 persone tra dipendenti e contrattisti.

Le spese totali per la sicurezza sono aumentate del 10,2% rispetto al 2012 a seguito dell'incremento degli investimenti (+40,7%), in particolare nel settore E&P dove sono stati investiti oltre 43 milioni di euro per studi specifici di sicurezza procedure e standard e, secondariamente, agli investimenti del settore della chimica per impianti e attrezzature antincendio (pari a oltre 10 milioni di euro). Le spese correnti, pur rimanendo sostanzialmente stabili (-2,7%), indicano un impegno economico crescente per impianti e attrezzature (la spesa 2013 più che raddoppia il proprio valore rispetto al 2012), in relazione ai settori E&P, R&M e Chimica che registrano spese superiori ai 20 milioni di euro ciascuno.

80136/645

## La salute delle persone

	2011	2012	2013
Health Impact Assessment realizzati	(numero) 20	28	23
Indagini ambientali	6.655	7.030	6.707
Certificazioni OHSAS 18001	74	100	108
Dipendenti inseriti in programmi di sorveglianza sanitaria	65.396	71.186	73.741
Malattie professionali denunciate	135	69	68
Esami diagnostici	342.058	341.995	355.762
Prestazioni erogate da strutture sanitarie aziendali	509.473	536.958	548.386
- di cui a dipendenti	412.941	442.177	449.690
- di cui a soggetti terzi	96.532	94.781	98.696
Vaccinazioni erogate dalle strutture aziendali	31.397	23.700	22.795
- di cui a dipendenti	20.917	18.635	17.700
- di cui a soggetti terzi	10.480	5.065	5.095
Spese salute pro-capite	(euro) 1.088	619	624
Investimenti e spese Salute e Igiene	(migliaia di euro) 78.950	48.192	51.317
- di cui spese correnti	78.006	47.298	50.984
- di cui investimenti	945	894	333

Nel 2013 è proseguito in tutte le società Eni il programma di implementazione del sistema di gestione salute e sicurezza finalizzato all'ottenimento, entro il 2015, della certificazione OHSAS 18001 per tutte le società controllate che presentano un profilo di rischio HSE significativo. In particolare:

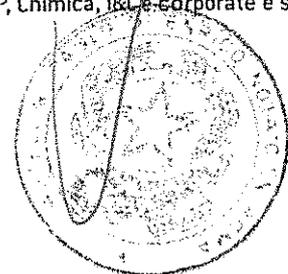
- nel settore E&P, sono state riconfermate tutte le certificazioni conseguite nei periodi precedenti ed è stata acquisita la certificazione della società a controllo congiunto INAgip doo;
- il settore G&P, dove tutte le centrali elettriche EniPower hanno riconfermato le proprie certificazioni, ha esteso ulteriormente la copertura delle attività di trasporto estero gas con il conseguimento della certificazione delle controllate Sergaz SA, Adriaplin doo ed Eni Gas & Power France SA;
- nel settore R&M è proseguita l'attività di mantenimento ed estensione delle certificazioni negli ambiti industriale, logistica e commerciale, con la copertura delle attività di bonifica siti dismessi, della Raffineria di Gela (che si aggiunge alle altre quattro raffinerie già certificate), delle società controllate Costiero Gas Livorno SpA, Petrolig Srl, Eni Austia GmbH, Eni Marketing Austria GmbH, Eni Mineralohandel GmbH e Oleoduc du Rhone SA;
- nel settore della Chimica, è stata confermata la copertura di tutti gli stabilimenti italiani ed esteri;
- nel settore I&C si sono confermate tutte le certificazioni già ottenute negli scorsi anni sono state inoltre certificate le società operative Saipem Contracting Netherlands BV – Sharjah Branch e PT Saipem Indonesia Karimun Branch ed è stata completata la certificazione di Saipem SpA con la copertura anche delle attività di Drilling.

Proseguono la realizzazione di periodiche campagne di monitoraggio ambientale/espositivo e l'erogazione di prestazioni sanitarie. I settori E&P, R&M e G&P anche nel 2013 hanno realizzato studi di valutazione del profilo sanitario del Paese in cui si opera e di analisi dei rischi per la salute sia dei dipendenti sia delle comunità, attraverso Health Risk Assessment e Health Survey. Nel 2013 le indagini ambientali hanno registrato complessivamente una flessione, (riconducibile all'uscita dal dominio di consolidamento della controllata del settore G&P Distribuidora de Gas Cuyana e all'andamento rilevato per il settore Altre Attività, anche per la chiusura definitiva dell'impianto dicloroetano presso il sito di Assemini), mentre gli esami diagnostici sono aumentati (per il contributo del settore I&C, con oltre 30.000 esami in più rispetto al 2012) così come le prestazioni erogate da strutture sanitarie aziendali (in crescita o stabili presso la maggior parte dei settori).

Il numero di vaccinazioni complessivamente cala per la flessione nel settore I&C che viene solo parzialmente compensata dall'aumento del parametro in Congo e Nigeria nel settore E&P.

Il dato consolidato Eni delle malattie professionali per cui si è richiesto il riconoscimento rimane stabile sui valori del 2012, dimezzato rispetto agli anni precedenti.

La spesa totale per la salute (+6,5% rispetto al 2012) registra impegni economici in crescita relativamente alla medicina del lavoro (settori E&P e Chimica), all'igiene industriale (settori E&P, R&M e Chimica) e alla formazione e informazione (settori E&P, Chimica, I&C e corporate e società finanziarie).



## L'occupazione

(numero)	2011	2012	2013
Dipendenti al 31 dicembre	72.574	77.838	82.289
- uomini	60.032	64.978	68.688
- donne	12.542	12.860	13.601
- Italia	27.058	26.804	26.782
- Estero	45.516	51.034	55.507
Dipendenti all'estero per tipologia	45.516	51.034	55.507
- locali	34.801	39.668	43.121
- espatriati italiani	3.208	3.867	3.955
- espatriati internazionali (inclusi TCN)	7.507	7.499	8.431
Dipendenti per tipologia di contratto	72.574	77.838	82.289
- determinato	30.664	35.896	38.813
- indeterminato	41.910	41.942	43.476
- part-time	1.044	1.132	1.060
- full-time	71.530	76.706	81.229
Dipendenti dirigenti	1.468	1.474	1.475
- di cui donne	152	159	160
Dipendenti quadri	12.754	13.199	13.637
- di cui donne	2.477	2.615	2.767
Dipendenti impiegati	36.019	38.497	39.943
- di cui donne	9.394	9.777	10.310
Dipendenti operai	22.333	24.668	27.234
- di cui donne	519	309	364
Dipendenti fascia d'età 18-24	3.587	4.203	4.636
- di cui donne	668	669	751
Dipendenti fascia d'età 25-39	31.859	35.161	36.906
- di cui donne	5.738	6.079	6.421
Dipendenti fascia d'età 40-54	29.190	29.998	31.200
- di cui donne	5.209	5.089	5.250
Dipendenti fascia d'età over 55	7.938	8.476	9.547
- di cui donne	927	1.023	1.179
Dipendenti per titolo di studio	72.574	77.838	82.289
- inferiore al diploma	17.677	15.535	10.406
- diploma	32.631	35.154	40.030
- laurea	19.446	23.565	26.911
- formazione post-laurea	2.820	3.584	4.942
Numero di assunzioni	5.592	6.372	6.666
- di cui donne	1.157	950	961
Numero di risoluzioni	5.163	5.242	5.853
- di cui donne	833	693	610

Nel 2013 si è registrato un incremento di 4.451 lavoratori rispetto al 2012, pari al 5,7%. Questo numero è determinato dalla diminuzione di 22 occupati in Italia [ad oggi 26.782 persone, 32,5% dell'occupazione complessiva] e dall'incremento di 4.473 occupati all'estero [ad oggi 55.507, pari al 67,5% dell'occupazione complessiva].

In Italia, sono state effettuate 1.565 assunzioni, di cui 579 con contratto a tempo determinato.

Le assunzioni a tempo indeterminato e quelle con contratto di apprendistato (complessivamente 986 unità) hanno riguardato in gran parte laureati (623) inseriti prevalentemente in posizioni operative. Sono stati risolti 1.514 rapporti di lavoro, di cui 844 a tempo indeterminato e 670 a tempo determinato. Queste riduzioni sono prevalentemente collegate alle azioni di ristrutturazione in fase di attuazione.

L'età media delle persone che operano in Italia è di 43,7 anni, all'estero di 38,9 anni, in lieve crescita rispetto al 2012.

80136/667

## Sviluppo internazionale

(numero)	2011	2012	2013
Dipendenti in Africa	13.501	11.882	12.413
- di cui donne	1.021	1.069	1.137
Dipendenti in America	8.194	9.403	13.547
- di cui donne	1.270	1.244	1.556
Dipendenti in Asia	13.545	17.495	17.596
- di cui donne	1.334	1.448	1.522
Dipendenti in Australia e Oceania	402	1.119	1.139
- di cui donne	97	172	162
Dipendenti in Italia	27.058	26.804	26.782
- di cui donne	6.022	6.114	6.245
Dipendenti nel Resto d'Europa	9.874	11.135	10.812
- di cui donne	2.798	2.813	2.979
Dipendenti all'estero locali per categoria professionale	34.801	39.668	43.121
- di cui dirigenti	228	223	216
- di cui quadri	3.476	3.798	4.001
- di cui impiegati	17.529	19.683	20.522
- di cui operai	13.568	15.964	18.382
Dipendenti in Paesi non OECD	34.313	37.659	38.336

La maggior parte dei nuovi inserimenti di persone all'estero nel 2013 ha riguardato in via prioritaria il settore I&C (+3.872 unità) da ricondurre principalmente all'incremento di risorse locali e di espatriati a supporto dei progetti in corso di realizzazione (Messico, Canada, Australia, Penisola Arabica, Nord-Ovest Africa), alle attività di prefabbricazione in Brasile e in misura minore ai centri di ingegneria in India e Nigeria.

L'incremento del settore E&P (+848 unità) è da attribuire all'aumento del presidio nei Paesi in sviluppo (Angola, Mozambico, Indonesia, Norvegia, Kazakhstan) e nei Paesi con attività di operations (Iraq, Libia, USA), all'apertura di nuove filiali esplorative (Cipro, Vietnam, Kenya), all'acquisizione di eni engineering da Saipem (circa 120 unità) e alla cessione di attività in Russia.

Nel 2013 è stata costituita la società Versalis International che ha incorporato le società PE Benelux e PE Iberica e le società non consolidate PE Polska, Norden, PE Hellas; ciò ha comportato un lieve incremento del settore (31 unità).

Nel settore G&P si evidenzia un decremento (-290 risorse), dovuto per la quasi totalità al deconsolidamento della società argentina Distribuidora de Gas Cuyana.

Operano complessivamente all'estero 3.955 espatriati italiani nelle società consolidate. I dipendenti all'estero locali registrano un incremento rispetto al 2012 (+ 8,7%). La categoria maggiormente coinvolta è quella degli operai (+15%); in aumento anche gli impiegati (+4,3%) e i quadri (+5,3%); in lieve calo il numero dei dirigenti.

## Pari opportunità

	2011	2012	2013
Dipendenti donne in servizio (%)	17,28	16,52	16,53
Donne assunte	20,71	14,91	14,42
Donne in posizioni manageriali (dirigenti e quadri)	18,49	18,91	19,37
Donne dirigenti	10,35	10,79	10,85
Tasso di sostituzione per genere	1,08	1,22	1,14
- uomini	1,02	1,19	1,09
- donne	1,39	1,37	1,58
Dipendenti che hanno usufruito di congedo parentale (numero)	567	522	541
- di cui donne	458	409	500
Dipendenti in rientro da congedo parentale	539	477	586
- di cui donne	427	352	452
Pay gap senior manager (donne vs uomini) (%)	96	97	96
Pay gap middle manager e senior staff (donne vs uomini)	97	96	98
Pay gap impiegati (donne vs uomini)	96	97	94
Pay gap operai (donne vs uomini)	101	104	102
Pay gap totale (donne vs uomini)	98	100	98

A fine 2013 lavorano in Eni 13.601 donne (il 16,53% dell'occupazione complessiva) di cui 6.245 in Italia (23,3% dei dipendenti che operano in Italia) e 7.356 all'estero (13,3% dei dipendenti che operano all'estero). In Italia, delle 623 assunzioni effettuate nel corso del 2012, il 25,5% ha riguardato personale femminile. Da rilevare che nel 2013 il tasso di sostituzione delle donne (rapporto tra assunzioni/risoluzioni a tempo indeterminato) è incrementato rispetto al 2012 sia in Italia sia a livello mondiale (complessivamente 1,37 nel 2012 e 1,58 nel 2013).

Per quanto riguarda la percentuale di donne che ricoprono posizioni manageriali (donne dirigenti e quadri) si è passati dal 18,49% del 2011, al 18,91% nel 2012 e al 19,37% del 2013.

Nel 2013 è stata aggiornata la rilevazione del pay gap di genere, secondo la metodologia utilizzata nel 2011 e 2012 che neutralizza, nella comparazione retributiva, gli eventuali effetti derivanti da differenze di livello di ruolo e anzianità. Tale rilevazione è stata condotta a livello globale su un campione pari a oltre il 90% della popolazione Eni (circa 76.000 risorse in più di 60 Paesi) con un incremento del 13% rispetto al campione 2012. I risultati dell'analisi a livello globale confermano nella media un sostanziale allineamento tra le retribuzioni della popolazione femminile e quella maschile a parità di livello di ruolo e anzianità.

## Valorizzazione delle persone

(%)	2011	2012	2013
Dipendenti coperti da management review (dirigenti) <sup>(a)</sup>	100	100	100
Dipendenti coperti da strumenti di valutazione delle performance (dirigenti, quadri e giovani laureati)	53	55	60
Dipendenti coperti da rilevazione del potenziale (giovani laureati ed esperti)	41	33	23 <sup>(b)</sup>

(a) La percentuale è riferita ai dirigenti sui quali il processo è applicabile.

(b) Flessione percentuale dovuta all'estensione del perimetro di analisi della popolazione dei giovani laureati fino a 7 anni di anzianità aziendale. Le attività di conoscenza e apprezzamento delle capacità delle persone di Eni sono proseguite nel corso del 2013 con un approccio sempre più orientato al deployment degli strumenti di sviluppo nelle realtà estere.

Nel corso del 2013 è stata realizzata, come ogni anno, la mappatura completa delle risorse manageriali attraverso lo strumento della management review. Per specifici segmenti di risorse manageriali è stata approfondita la valutazione di capacità e competenze, i cui risultati hanno contribuito all'aggiornamento dei "succession plan" e alla rappresentazione in occasione del comitato nomine di Eni per le posizioni di competenza. Il processo di mappatura delle risorse ha coinvolto anche la popolazione dei quadri e dei giovani laureati che annualmente vengono valutati dal proprio responsabile attraverso lo strumento della Segmentazione. In particolare, nel corso del 2013, sono state mappate più della metà dipendenti delle persone Eni e, in particolare, l'86% dei quadri e il 41% dei giovani laureati.

Prosegue l'impegno di Eni nella valutazione delle performance, con una copertura complessiva, in Italia e all'estero, pari al 97% dei dirigenti e al 57% di quadri e giovani laureati, per un totale complessivo del 60%. Nel corso del 2013 si è completata l'impostazione del nuovo processo di Performance e Feedback e sono stati avviati gli incontri di comunicazione necessari all'implementazione del sistema. Il nuovo processo prevede il coinvolgimento di tutta la popolazione aziendale, Italia ed estero, con obbligo di applicazione del performance management per tutti i dirigenti, i manager e i giovani laureati. Il processo di feedback è stato esteso a tutta la popolazione aziendale. Nel corso del 2014 sarà avviato un progetto di semplificazione dei due processi e dei tool a supporto al fine di aumentarne l'efficacia in termini di indirizzo, guida e monitoraggio dei risultati individuali e dei comportamenti da migliorare (anche con riferimento al processo di inserimento dei neoassunti), e di avviare progressivamente l'estensione del target del feedback.

Nel corso del 2013 sono state avviate complessivamente tre campagne di Prospettiva 360° (di cui due chiuse entro l'anno) per un totale di 370 partecipanti; di questi 157 hanno usufruito dell'erogazione in lingua inglese o francese. Il processo, che tra 2011 e 2012 aveva coinvolto risorse presenti in Italia, è finalizzato ad aumentare la consapevolezza dei partecipanti sui propri comportamenti acquisendo i punti di vista dei responsabili, dei pari/colleghi e dei collaboratori.

Per quanto riguarda la valutazione del potenziale, al fine di apprezzare al meglio l'internazionalità del business, si è scelto di estendere il perimetro di analisi, portando la popolazione dei giovani laureati ad una fascia di età che comprende le risorse fino ai 7 anni di anzianità (fino allo scorso anno era massimo a 5 anni). Per questa ragione, l'andamento della percentuale dei dipendenti coperti da rilevazione del potenziale (giovani laureati ed esperti), è l'indicatore che più risente dell'aumento del bacino di riferimento. Dalla lettura dei dati in termini assoluti, la tendenza del numero totale delle rilevazioni degli ultimi anni è in aumento: nel corso del 2013 sono state effettuate complessivamente 883 valutazioni; +10% rispetto al 2012 che contava un totale di 797 iniziative. Oltre a questo indice, degno di nota, è l'attività di valutazione che ha coinvolto nel corso dell'anno la popolazione dei quadri e dei dirigenti per un ammontare di 120 valutazioni di Individual Assessment e Management Appraisal.

## La formazione

	2011	2012	2013
Ore di formazione per tipologia			
- HSE e qualità	(ore) 3.126.935	3.132.350	4.349.352 <sup>(a)</sup>
- Lingua ed informatica	1.594.357	1.547.274	2.213.450
- Comportamento/Comunicazione/Istituzionali	297.012	311.142	339.058
- Professionale - trasversale	198.073	213.779	233.949
- Professionale tecnico-commerciale	320.211	251.668	334.018
Spese in formazione <sup>(a)</sup>	(€ milioni) 717.282	808.487	1.228.877
	49,98	55,67	75,91

(a) Il consuntivo include le attività svolte nel corso del 2013 nell'ambito del progetto Iraq per la controllata Zubair Field Operation Division.

80136/649

Nel 2013 le ore di formazione hanno registrato un incremento di circa il 39% rispetto all'anno precedente, mentre la spesa complessiva ha registrato un incremento di circa il 36%, con uno sviluppo delle attività realizzate presso sedi estere.

Eni ha proseguito la collaborazione con il mondo accademico sviluppando il network universitario incentrato sulle tematiche Oil & Gas e, in generale, ampliando le relazioni con istituzioni accademiche e business school di prestigio. In particolare, attraverso Eni Corporate University, sono state attivate diverse iniziative con prestigiosi Atenei: il master "Petroleum Engineering and Operations" e la laurea magistrale "Petroleum Engineering" con il Politecnico di Torino; i master "Progettazione di Impianti Oil & Gas" e "Safety and Environmental Management in the Oil&Gas Industry" con l'Università di Bologna; le lauree magistrali "Orientamento Energetico - Idrocarburi" con il Politecnico di Milano e "Geologia degli Idrocarburi" con l'Università di Perugia; è stata attivata la quinta edizione del master di primo livello "Management of Health, Safety, Environment & Quality System" organizzato con l'Università di Pisa e con la collaborazione del consorzio QUINN; è stato realizzato il progetto "Integrated petroleum geoscience course" con l'Università di Perugia.

In collaborazione con SDA Bocconi School of Management è stata realizzata la 4° edizione dell'"Eni program for management development" che ha coinvolto 28 giovani quadri in sviluppo di tutte le realtà Eni in Italia e all'estero. Il programma è finalizzato a offrire metodologie e strumenti per l'acquisizione di una visione integrata dell'azienda, la comprensione delle dinamiche economico-finanziarie, la gestione di nuovi modelli di sviluppo del business in contesti internazionali e l'acquisizione di competenze di team leadership e team working.

In collaborazione con Imperial College Business School e Oxford Said Business School è stato realizzato un percorso di sviluppo di eccellenza, l'"ETS Summer School", per 35 giovani risorse su tematiche di general management, finanza e negoziazione.

Complessivamente nel 2013 sono stati gestiti e monitorati 160 partecipanti tra allievi dei master, studenti delle lauree magistrali e borsisti; tutti i partecipanti alle principali iniziative organizzate sono stati assunti dalle Società/Divisioni del Gruppo.

#### Formazione Anti-corruzione

La formazione Anti-corruzione è obbligatoria ed è estesa a tutto il personale a rischio, in Italia e all'estero. Essa ha l'obiettivo di illustrare le leggi anti-corruzione applicabili, il compliance program Anti-corruzione di Eni e di fornire le conoscenze e gli strumenti per riconoscere le condotte che possono costituire reati, le azioni da intraprendere, i rischi, le responsabilità e le sanzioni che possono derivarne, al fine di prevenire e contrastare eventi corruttivi.

La formazione è svolta attraverso corsi online (e-learning) ed eventi formativi in aula (workshop) tenuti dall'ufficio legale Anti-corruzione (ACLSU) in Italia e all'estero. Nel corso del 2012 è stata elaborata una nuova versione dell'e-learning in considerazione delle modifiche intervenute nella normativa internazionale in materia di Anti-corruzione e, di riflesso, nelle normative interne. Tale nuova versione dell'e-learning è stata erogata a partire dal 2013.

Nel 2013, con il nuovo ciclo di e-learning, sono state formate circa 9.200 risorse.

Con specifico riguardo agli eventi formativi in aula, nel 2013 sono stati effettuati 57 incontri (13 workshop Anti-corruzione presso società controllate all'estero; 5 incontri formativi dedicati a specifiche funzioni di Eni quali Affari Legali, Internal Audit, Comunicazione; 8 incontri formativi per top management; 4 incontri "Responsible Leadership"; 1 Welcome Board per i consiglieri di Eni e delle società controllate; 11 partecipazioni ai "Road Show sicurezza"; 15 incontri di "formazione istituzionale quadri") nel corso dei quali sono state incontrate circa 1.570 risorse.

## Il coinvolgimento delle persone

		2011	2012	2013
Utenti con accesso al portale MyEni	(numero)	25.746	23.578	25.088
Programma Cascade: incontri realizzati		565	569	1.000 <sup>(a)</sup>
- Paesi coinvolti		40	44	44
- Soddisfazione dei partecipanti (feedback positivi sull'iniziativa)	(%)	87	88	87

(a) I primi incontri di business sono stati diffusi attraverso la intranet aziendale e sono stati privilegiati gli staff meeting di unità per tutti gli incontri successivi.

Nel 2013 il portale MyEni si è riconfermato il principale strumento di ingresso nel mondo Eni, di comunicazione e di supporto all'attività quotidiana. Visibile nella versione italiana a 25.088 persone, la versione internazionale (MyEni International) è oggi raggiungibile da ogni consociata collegata alla rete telematica Eni ed è pagina predefinita in 43 consociate, aperta a un totale di circa 8.100 persone.

Il programma Cascade, rivolto a tutte le persone di Eni con l'obiettivo di trasmettere le strategie della Società per area di business, è giunto nel 2013 alla sua settima edizione. Quest'anno è stata rinnovata la formula con l'obiettivo di rendere il programma più interattivo e tempestivo. È stata utilizzata l'intranet per diffondere i primi incontri di business e sono stati privilegiati gli staff meeting di unità per tutti gli incontri successivi. L'apprezzamento generale dell'iniziativa è stato elevato e in linea con quello del 2012. Il Cascade, oltre l'Italia, ha coinvolto altri 43 Paesi.

Anche per il 2013 prosegue l'impegno nel proporre un modello di welfare aziendale qualitativamente e quantitativamente consistente, quale leva di engagement per le persone di Eni. Vengono riconfermati gli ambiti prioritari di intervento individuati, legati ai temi di "Health Promotion", "Work-Life Balance", "Time & Money Saving".

Nel 2013, particolarmente rilevante è stato l'investimento nell'area "Health Promotion" con l'avvio del nuovo progetto "Previene con eni", evoluzione

del "Piano Diagnosi Precoce", volto a estendere il piano di screening oncologico con l'inserimento di ulteriori prestazioni mediche. L'obiettivo è quello di offrire un pacchetto, con cadenza biennale, di visite ed esami più approfondito e completo a supporto della prevenzione secondaria. Il progetto è stato avviato nel mese di novembre presso tre siti "pilota" (Ravenna, Brindisi e Genova) con un bacino potenziale di 1.000 persone. Dalla data di avvio circa 90 persone hanno aderito all'iniziativa. Nel 2014 il progetto sarà esteso in diverse altre sedi coinvolgendo, potenzialmente, circa 3.300 persone Eni sul territorio nazionale.

Nell'ambito del Work-Life Balance, proseguono le attività organizzate con l'obiettivo di supportare le persone di Eni nella gestione dei figli; tra le iniziative, che nel 2013 hanno coinvolto complessivamente più di 2.600 tra bambini e ragazzi, rientrano l'organizzazione dei soggiorni estivi, dei soggiorni tematici, dei campus estivi in città, del nido scuola Eni. In coerenza con l'impegno di Eni nel promuovere iniziative volte a sostenere i giovani e la loro formazione personale e professionale, nel 2013 è stata avviata una nuova iniziativa rivolta ai figli delle persone di Eni di età compresa tra i 16 e i 18 anni. Tale iniziativa, realizzata in collaborazione con Fondazione Intercultura (onlus partner delle più importanti organizzazioni mondiali di scambi interculturali) ha consentito la messa a disposizione di 10 soggiorni di studio all'estero che hanno permesso ai ragazzi di vivere e studiare in un altro Paese per un intero anno scolastico, vivendo un'esperienza unica per perfezionare una lingua straniera, condividere culture e usi differenti, ma soprattutto crescere nell'ottica della multiculturalità.

Nell'area "Time & money saving", per supportare il potere di spesa delle persone in questo particolare momento di congiuntura economica sfavorevole, sono state rinnovate le convenzioni esistenti (in ambito viaggi, leisure, auto, abbigliamento, sanitario, ecc.) e ne sono state attivate di nuove, tra le quali quelle in ambito e-commerce, che riguardano alcune tra le categorie merceologiche più comunemente acquistate dalle famiglie. Infine nel 2013 sono proseguite, in Italia e all'estero, tutte le attività volte a promuovere un saldo legame delle persone di Eni con l'azienda (seniority awards, sostegno ad associazioni di dipendenti ed ex dipendenti, contributi per strutture dopolavoristiche) oltre ad iniziative promosse a livello locale che vedono il coinvolgimento delle persone di Eni (ricorrenze, festività, eventi sportivi aziendali). In quest'ambito, anche quest'anno il "Trofeo della neve", organizzato a Folgaria, ha visto il coinvolgimento di 1.726 persone di Eni, per un totale di 27 società partecipanti di cui 9 estere, e ha rappresentato un momento di integrazione tra colleghi che lavorano in differenti aree geografiche e organizzative, volto anche al sostegno della onlus Smile Train Italia.

## Le relazioni industriali

(numero)	2011	2012	2013
Dipendenti coperti da contrattazione collettiva (Italia)	30.506	30.480	30.590
Consultazioni, negoziazioni con i sindacati su cambiamenti organizzativi (Italia) <sup>(a)</sup>	437	359	278

(a) Il periodo minimo di preavviso per modifiche operative è in linea con quanto previsto dalle leggi vigenti e dagli accordi sindacali sottoscritti nei singoli Paesi in cui Eni opera.

Nell'anno 2013, in coerenza con il verbale di accordo per lo sviluppo e la competitività e per un nuovo modello di relazioni industriali del 26 maggio 2011 si segnalano i confronti con le Organizzazioni Sindacali che hanno prodotto intese volte a supportare e favorire i processi di efficienza sugli assetti organizzativi e produttivi in particolare il progetto di riqualificazione degli Stabilimenti petrolchimici di Assemini e di Priolo e la riconversione industriale della Raffineria di Gela.

Nel mese di luglio, con la sottoscrizione di specifici accordi sindacali, è stato avviato un programma di collocamento in mobilità, per un numero massimo di 1.000 persone nel rispetto delle esigenze tecnico-organizzative aziendali: nell'accordo sono state individuate tutte le misure volte a minimizzare gli impatti sulle risorse. Il programma di mobilità si concluderà nel 2014. Eni inoltre, in un'ottica di ricambio professionale e occupazionale, procederà nell'arco del triennio 2013-2015 al progressivo inserimento di 300 laureati/diplomati e delle risorse con contratto di somministrazione a tempo determinato e con contratto a tempo determinato per il settore energia e petrolio e chimico.

Il progetto di sperimentazione del telelavoro, avviato a maggio 2012, ha rappresentato un positivo strumento in grado di favorire le giuste forme di conciliazione tra l'attività lavorativa e la vita privata: per tale ragione, è stato definito un ampliamento della sperimentazione ad altri business Eni e l'estensione dello stesso a situazioni particolari di disabilità del personale dipendente.

In ambito associativo, tra i principali contratti collettivi nazionali di lavoro applicati in Eni, si segnala in Italia il rinnovo del CCNL Energia e Petrolio. Relativamente alle attività di relazioni industriali a livello internazionale, si segnalano i rapporti con il Comitato Aziendale Europeo (CAE) sull'andamento delle politiche Eni in ambito europeo e con i rappresentanti dell'Osservatorio Europeo per la sicurezza e salute dei lavoratori. L'incontro nel 2013 si è svolto nella località di Bruges a luglio. Una giornata è stata dedicata a un workshop seminariale per i delegati con approfondimenti sugli orientamenti e i provvedimenti dell'Unione Europea in tema di politiche energetiche e politiche occupazionali e sui progetti Eni relativi alle tematiche dell'integrità e della non discriminazione. Un ambiente di lavoro che "non discrimina" per le diversità di genere, orientamento, cultura e generazione costituisce, infatti, un elemento essenziale del rispetto dei diritti fondamentali della persona e anche una condizione favorevole alla valorizzazione e allo sviluppo delle competenze e delle capacità individuali.

80136/651

## Il contenzioso del lavoro

		2011	2012	2013
Contenziosi dipendenti	(numero)	1.170	1.383	1.607
Rapporto prevenzione/controversie		952/1.170	864/1.383	577/1.607
Rapporto controversie/dipendenti	(%)	1,39	1,80	1,95

Nel 2013 è continuato l'impegno di Eni nella prevenzione e nella gestione delle controversie giuslavoristiche operando già in fase di precontenzioso con strumenti efficaci per la riduzione del contenzioso e dei costi conseguenti. Grazie alla continua assistenza legale fornita, il livello di conflittualità si mantiene su valori bassi in considerazione delle dimensioni aziendali e dell'articolata legislazione lavoristica, in particolare di quella italiana. Le rivendicazioni presso i fori giudiziari italiani e non che hanno per oggetto richieste connesse con il rapporto di lavoro quali ad esempio il superiore inquadramento contrattuale, il riconoscimento di differenze retributive e, in particolare per l'Italia, il presunto demansionamento, si mantengono su un livello estremamente basso (rappresentano lo 0,35% dei dipendenti in servizio a dicembre 2013). Ciò a conferma di un modello di organizzazione del lavoro che consente alle persone di Eni e gli riconosce, attraverso anche un condiviso sistema classificatorio del personale, di esprimersi al meglio delle proprie competenze e potenzialità.

La maggior parte delle vertenze (18% del totale) riguardano le malattie professionali e rappresentano, in questo momento, un fenomeno tipico delle vertenze lavoristiche italiane dovute a richieste per presunte esposizioni ad agenti potenzialmente dannosi spesso riconducibili a siti industriali acquisiti nel passato da Eni.

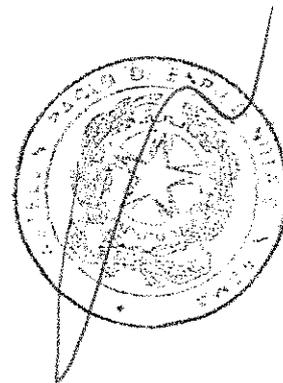
Circa il 16% del totale dei contenziosi riguarda invece rivendicazioni conseguenti ai processi di esternalizzazione perseguiti da Eni quali trasferimenti di rami aziendali e appalti di servizi.

Infine, per quanto riguarda le vertenze all'estero, assumono particolare importanza, oltre le già citate rivendicazioni retributive, le richieste di partecipazione agli utili societari.

## Le spese per il territorio

(milioni di euro)	2011	2012	2013
Spese totali per il territorio	100,885	90,568	100,547
- di cui interventi sul territorio derivanti da accordi, convenzioni e PSA	69,279	63,052	57,570
- di cui liberalità connesse a iniziative a favore del territorio	0,865	3,377	0,813
- di cui quote di adesione a organismi associativi	1,624	1,803	1,800
- di cui contributi a Eni Foundation	3,000	-	10,000
- di cui sponsorizzazioni per il territorio	22,399	18,618	26,469
- di cui contributi alla Fondazione Eni Enrico Mattei	3,718	3,718	3,895

Nel 2013 la spesa complessiva a favore del territorio ammonta a oltre €100 milioni e comprende gli interventi sul territorio derivanti da accordi, convenzioni e PSA (community investment), le liberalità connesse a iniziative a favore del territorio, le quote di adesione a organismi associativi, le sponsorizzazioni, i contributi a Fondazione Eni Enrico Mattei. Oltre €57 milioni (circa il 60% del totale) sono stati investiti in progetti per le comunità, stabiliti nell'ambito di accordi o convenzioni con gli stakeholder locali, per favorire e promuovere lo sviluppo delle comunità e dei Paesi di cui Eni è ospite.



## Gli interventi sul territorio (Community Investment)

(milioni di euro)	2011	2012	2013
Interventi sul territorio derivanti da accordi, convenzioni e PSA per tipologia	69,279	63,052	57,570
- formazione/addestramento professionale	4,570	9,886	13,527
- ambiente	15,899	9,698	9,164
- cultura	1,938	1,300	1,713
- istruzione ed educazione	3,207	3,789	5,384
- sanità	2,035	3,886	2,931
- sviluppo di infrastrutture	18,334	20,344	15,176
- sviluppo socio-economico	6,794	6,357	5,792
- relazioni con le comunità	7,134	7,077	2,332
- accesso all'energia	9,368	0,715	1,551

La spesa complessiva in interventi per il territorio derivanti da accordi e convenzioni (community investment) ammonta nel 2013 a oltre € 57 milioni, di cui circa il 93% realizzati nell'ambito delle attività di esplorazione e produzione. La spesa nel continente africano si mantiene costante, continuando a registrare un trend positivo in Africa Sub-Sahariana, dove nel 2013 sono stati spesi €25,7 milioni contro i 23,2 dell'anno precedente. Per quanto concerne i dati E&P, il consuntivo 2013 è di €53,3 milioni, inferiore rispetto al consuntivo 2012 pari a €59,5 milioni. Tale decremento si spiega con minori investimenti principalmente in materia di sviluppo infrastrutturale in Kazakhstan, e una riduzione della spesa sulla formazione in Egitto; allo stesso tempo si registrano maggiori investimenti in tema di accesso all'energia, istruzione, educazione e formazione. Per quanto riguarda l'accesso all'energia, l'aumento è imputabile all'avanzamento dei progetti di elettrificazione per le comunità locali in Nigeria.

## Le sponsorizzazioni per il territorio

(migliaia di euro)	2011	2012	2013
Le sponsorizzazioni per il territorio per settore d'intervento	22.399	18.618	26.469
- salute	168	40	-
- formazione	71	185	183
- educazione	436	862	366
- ambiente	233	69	122
- cultura	15.771	13.678	21.438
- infrastrutture sociali	162	37	60
- interventi sociali	5.559	3.748	4.300

Eni opera a favore delle comunità anche attraverso il sostegno di iniziative selezionate in base a criteri diversi, quali l'affinità all'immagine e all'identità dell'azienda, il legame con il territorio, l'aderenza agli obiettivi di business e, come denominatore comune, la coerenza con i principi di sostenibilità. Nel 2013 le sponsorizzazioni a favore del territorio ammontano a €26,5 milioni di cui oltre l'80% è dedicato alla promozione della cultura nei territori di presenza Eni. Tra queste, si segnalano come esempi di eccellenza la partnership strategica con Expo 2015 per le iniziative di sostenibilità nei Paesi africani e la collaborazione con il Louvre e i Musei Vaticani per la promozione dell'arte e della cultura.

## Local content

Rapporto tra salario minimo di politica Eni e salario minimo di mercato (1° decile) - (middle manager - senior staff)

Rapporto	Paesi
100 - 115	Australia, Italia, Olanda, Ungheria, Belgio, Germania, Francia, Libia, Romania, Norvegia, Regno Unito
116 - 130	Stati Uniti, Angola, Paesi dell'Area del Golfo
131 - 150	Perù, Venezuela, Algeria
151 - 180	Cina, Kazakhstan, Brasile
> 180	Egitto, Indonesia, Russia, India
135	Media Globale

Eni definisce nella propria politica per il personale locale (si veda il dettaglio dei dipendenti all'estero locali per categoria professionale nella sezione Sviluppo internazionale) livelli salariali di riferimento in un range minimo/massimo, in relazione ai dati di mercato di ogni singolo Paese, monitorati annualmente attraverso provider internazionali.

80136/653

Il confronto tra i livelli minimi definiti in politica da Eni e i livelli minimi di mercato forniti dai provider (1° decile delle prassi retributive locali) si riferisce alla popolazione costituita da middle manager e senior staff. L'analisi effettuata è relativa a un campione di circa 14.000 risorse in 24 Paesi scelti tra i più rappresentativi in termini di presenza e strategicità del business. I risultati dell'analisi evidenziano mediamente livelli minimi di politica Eni in linea o superiori ai minimi di mercato.

### Procurato per area geografica 2013

		Africa	Americhe	Asia	Italia	Resto d'Europa	Oceania
Numero fornitori utilizzati	(numero)	7.105	6.116	5.246	9.980	9.940	520
Procurato totale	(milioni di euro)	8.434	2.871	5.036	10.714	5.340	419
- di cui in beni	(%)	17,5	24,4	16,2	11,2	17,9	10,3
- di cui in lavori		16,3	26,4	21,5	12,4	26,1	1,0
- di cui in servizi		60,8	48,1	49,2	73,1	53,7	88,2
- di cui non dettagliabile		5,4	1,1	13,1	3,3	2,3	0,5

Nel 2013 hanno lavorato per Eni oltre 34,8 mila fornitori nel mondo, alcuni dei quali operano in più di un continente; in particolare, quasi il 20% nel continente africano, in linea con l'anno precedente (20% nel 2012). Eni è impegnata a massimizzare la partecipazione delle imprese locali allo svolgimento delle sue attività, contribuendo alla crescita delle filiere locali anche nei Paesi in via sviluppo o emergenti. Nel 2013 aumenta la quota complessiva di procurato sui mercati locali che arriva al 63%, con una crescita costante in Africa dove la quota di procurato locale passa dal 54% a quasi il 60%. Nel 2013, su 54 Paesi, la quota di procurato sui mercati locali è superiore al 50% in 39 Paesi, con punte di oltre l'80% in diversi Paesi tra cui Nigeria (94%), Kenya (100%), Gabon (81%), Indonesia (92%), Vietnam (87%), Polonia (94%), Venezuela (92%), Ecuador (89%).

### Procurato locale 2013 per Paese

% procurato su mercato locale	Paesi
0 - 25 %	Emirati Arabi, Lussemburgo, Malesia, Mozambico, Perù, Portogallo
26 - 49 %	Angola, Cina, Germania, Iran, Iraq, Libia, Norvegia, Repubblica Ceca, Slovenia
50 - 74 %	Algeria, Arabia Saudita, Brasile, Repubblica del Congo, Croazia, Egitto, Francia, Ghana, Gran Bretagna, India, Kazakistan, Paesi Bassi, Pakistan, Svizzera, Togo, Tunisia, Ungheria
75 - 100 %	Argentina, Australia, Austria, Belgio, Canada, Cipro, Ecuador, Gabon, Indonesia, Italia, Kenya, Messico, Nigeria, Polonia, Romania, Russia, Singapore, Spagna, Stati Uniti, Ucraina, Venezuela, Vietnam

## Le relazioni con i fornitori

		2011	2012	2013
Procurato per macroclasse	(milioni di euro)	32.586	31.811	32.814
- lavori		6.782	7.024	5.948
- servizi		15.990	15.283	20.047
- beni		6.743	5.449	5.200
- non dettagliabile		3.071	4.055	1.620
Percentuale procurato top 20	(%)	20	15	17
Fornitori utilizzati	(numero)	31.878	32.621	34.848
Cicli di qualifica effettuati nell'anno	(%)	13	6	9
- di cui con esiti negativi	(numero)	365	381	451
Verifiche eseguite a seguito di feedback negativo e conseguenti azioni intraprese		73	69	106
- sospensioni		56	53	9
- revoche		236	259	336
- stati di attenzione				

Nel 2013 il procurato totale Eni ammonta a €32,8 miliardi. È proseguito il processo di estensione dei modelli di vendor management (sistemi e formazione in ambito Assessment Process Level) a quattro realtà estere (Angola, Congo, Tunisia, Pakistan). I fornitori sono sottoposti a iter di qualifica e audit, nonché a processi di valutazione delle prestazioni e di verifica delle azioni correttive poste in essere. È proseguita l'attività di monitoraggio sui fornitori non in linea con gli standard Eni (inclusi requisiti di sostenibilità) con redazione di relativi report mensili. Nel 2013 le attività di monitoraggio hanno riguardato in particolare quattro realtà estere e due italiane: Eni Gabon, Eni G&P France, Eni Indonesia, Eni Norge, Raffineria di Gela, Syndial. Sono state dedicate iniziative di comunicazione per la diffusione di buone pratiche e per la sensibilizzazione delle persone del procurement in Paesi all'estero (Pakistan, Mozambico, Norvegia, Angola) oltre alla familiarizzazione dei temi di sostenibilità alle persone delle consociate in sede. Si mantiene il posizionamento nelle iniziative che favoriscono la promozione di buone pratiche nella gestione della supply chain, tra cui la partecipazione al Carbon Disclosure Project Supply Chain, coinvolgendo fornitori significativi di Eni; al gruppo di lavoro Supply Chain Task Force IPIECA per lo sviluppo dei temi ambientali e di CSR nella supply chain; al gruppo di lavoro Sustainable Supply Chain nell'ambito del Global Compact Network Italia.

## La trasparenza dei pagamenti

### Pagamenti ai Paesi produttori aderenti all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)

Paesi	Anno <sup>(a)</sup>	Valuta locale	Pagamenti in valuta locale (migliaia)	Pagamenti in k USD (migliaia)	Totale dei pagamenti in k USD (migliaia)
Norvegia	2012	NOK	9.264.035	-	1.592.273
Profit Taxes <sup>(b)</sup>			9.212.315		1.583.384
Fees <sup>(c)</sup>			51.720		8.889
Repubblica Democratica del Congo	2011	CDF	40.461		44
Profit Taxes <sup>(b)</sup>			40.461		44
Trinidad & Tobago	2011	TT\$	81.069		12.711
Profit Taxes <sup>(b)</sup>			81.069		12.711
Indonesia	2009		-	29.520	29.520
Profit Taxes <sup>(b)</sup>			-	29.520	29.520
Nigeria	2011		-	1.650.573	1.650.573
Profit Taxes <sup>(b)</sup>			-	1.073.957	1.073.957
Royalties				488.050	488.050
Fees <sup>(c)</sup>				305	305
Other significant benefits to government agreed by MSWG				88.261	88.261
Timor Leste	2011		-	401.269	401.269
Host government's production entitlement (eg Profit oil)				205.826	205.826
Profit Taxes <sup>(b)</sup>				169.821	169.821
Royalties				2.757	2.757
Fees <sup>(c)</sup>				410	410
Other significant benefits to government agreed by MSWG				22.455	22.455
Kazakhstan	2011	KZT	9.432.211	1.194.496	1.258.823
Host government's production entitlement (eg Profit oil)				417.705	417.705
Profit Taxes <sup>(b)</sup>			953.183	723.850	730.351
Bonuses <sup>(d)</sup>				52.941	52.941
Other significant benefits to government agreed by MSWG			8.479.028		57.826
Repubblica del Congo <sup>(e)</sup>	2012			100.523	100.523
State-owned company production entitlement				41.034	41.034
Profit Taxes <sup>(b)</sup>				16.851	16.851
Fees <sup>(c)</sup>				1.354	1.354
Bonuses <sup>(d)</sup>				15.000	15.000
Other significant benefits to government agreed by MSWG				26.284	26.284
Mozambico	2011	MZN	110.029	1.100	5.142
Profit Taxes <sup>(b)</sup>			110.029		4.042
Other significant benefits to government agreed by MSWG				1.100	1.100
Iraq	2010			43.750	43.750
Bonuses <sup>(d)</sup>				43.750	43.750
Togo	2011	XOF	1.107.796	500	2.851
Profit Taxes <sup>(b)</sup>			1.107.796		2.351
Other significant benefits to government agreed by MSWG				500	500
Gabon	2010		-	25	25
Fees <sup>(c)</sup>				25	25

(a) Ultimo esercizio fiscale locale a cui si riferiscono i dati e in cui è stata effettuata disclosure EITI.

(b) Imposte sul reddito e altre imposte sulla produzione.

(c) Canoni su licenze e concessioni.

(d) Bonus di firma, scoperta e produzione.

(e) Oltre all'importo rappresentato in tabella, una parte dei trasferimenti effettuati da Eni in Congo avviene in "kind" per un totale pari a 11.171 kboe che si riferiscono alla quota di profit oil e a royalties di spettanza della Repubblica del Congo al netto dei barili riconosciuti a Eni dalla Repubblica del Congo in base ad accordi commerciali in essere.

Nel 2013, Eni ha continuato a partecipare ai processi di riconciliazione e pubblicazione dei pagamenti ai Paesi produttori aderenti all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI).

Nella tabella si riportano i dati relativi ai pagamenti effettuati da Eni e inclusi negli ultimi Report EITI pubblicati nei rispettivi Paesi.

Per l'Iraq, il Report EITI per il 2011 include anche gli acquisti di greggio effettuati da Eni Trading & Shipping. A fronte di tali acquisti Eni Trading & Shipping ha corrisposto per il 2011 un importo pari a 1.306.390.867 USD.

Eni è anche impegnata nei Multistakeholder Working Group locali di EITI o direttamente, o attraverso la partecipazione ad associazione di categoria. Anche nel 2013 Eni ha contribuito economicamente al funzionamento del Segretariato dell'EITI.

80136/655

## Royalty pagate negli esercizi 2011-2013 in Italia

[migliaia di euro]	2011	2012	2013
Royalty corrisposte <sup>(a)</sup>	203.886	237.517	298.383
- di cui allo Stato	97.682	96.948	138.302
- di cui alle Regioni	83.730	109.949	125.596
- di cui alla regione Basilicata	53.516	77.255	91.862
- di cui ai Comuni	22.474	30.619	34.486

(a) Il valore include Eni SpA (Divisione E&amp;P), Enimed, Società Adriatica Idrocarburi e Società Ionica Gas.

## I Diritti Umani

		2011	2012	2013
Ore di formazione sui Diritti Umani	(numero)	518	576	667
Fascicoli di segnalazioni pervenute su probabile violazione dei Diritti Umani		39	39	43
Fascicoli di segnalazioni su violazione dei Diritti Umani chiusi nell'anno		32	48	44
- segnalazioni non fondate o fondate almeno in parte con adozione di azioni correttive e/o di miglioramento		13	15	20
- segnalazioni infondate		19	33	24
Fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui Diritti Umani		11.471	12.471	14.833
% procurato verso fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui Diritti Umani	(%)	90	88	87
Audit SA8000 effettuati	(numero)	16	16	23
- di cui follow-up		8	8	9
Contratti di security contenenti clausole sui Diritti Umani	(%)	50	65	84
Personale security formato sui Diritti Umani	(numero)	169	1.008	235
Siti critici coperti da assessment		30	11	21
Siti verificati tramite check list		147	121	194
Paesi con vigilanza armata a presidio dei siti		12	10	11
Ore di formazione di carattere specifico ai security manager		672	1.476	4.700

Con riferimento alla gestione delle segnalazioni afferenti la tematica dei Diritti Umani, si evidenzia che nel corso del 2013:

- sono stati aperti 43 fascicoli che prevalentemente riguardano presunti abusi dei diritti dei lavoratori e riferiti a tematiche di molestie, mobbing, nonché di sicurezza sul luogo di lavoro;
- sono stati chiusi 44 fascicoli, di cui 4 sono risultati fondati e 16 sono risultati non fondati per i quali sono state comunque assunte azioni correttive/di miglioramento. Queste ultime azioni hanno riguardato prevalentemente gli abusi dei diritti dei lavoratori per ciò che concerne le tematiche di molestie, mobbing, nonché di sicurezza sul luogo di lavoro.

Prosegue l'impegno nella verifica sulla linea di condotta dei fornitori, con particolare riferimento alla tutela dei Diritti Umani: nel 2013 sono stati effettuati Audit SA8000 su 14 fornitori/sub-fornitori in Australia/Timor Leste, in Ecuador, in Congo, in Pakistan e follow-up su audit SA8000 svolti nel 2012 a 9 fornitori (Congo, Ecuador). Per quanto riguarda il coinvolgimento delle persone su questo tema, è stata effettuata attività di formazione per auditor SA8000 a 5 persone in area approvvigionamenti Italia.

Nel 2013 la funzione di Eni responsabile per la sicurezza, in collaborazione con la funzione Sostenibilità e con la Divisione E&P, nonché con il supporto di ECU, ha proseguito l'attività di promozione e realizzazione di due progetti formativi in materia di "Security & Human Rights" nei confronti delle Forze di Sicurezza che operano presso i Siti Eni in Indonesia e in Algeria.

Attraverso questi corsi sono stati formati 150 agenti delle forze di sicurezza privata e 2 security manager, per un totale di 13 sessioni formative. In particolare:

- in Indonesia, a novembre 2013, sono state realizzate 10 sessioni formative per un totale di 151 partecipanti, tra cui 99 membri delle Forze di Sicurezza Pubblica e Privata. Queste sessioni sono state realizzate a Jakarta (Java), Jayapura (Papua) e a Balikpapan (Borneo). I corsi di formazione sono stati rivolti al personale dell'Esercito e della Marina indonesiana, agli Ufficiali della Polizia indonesiana e ad alcuni componenti della Commissione Indonesiana sui Diritti Umani. Peraltro, attraverso tale progetto formativo, sono stati per la prima volta coinvolti dipendenti di altre società del settore dell'Oil & Gas ("Chemical Gas Indonesia" e "Vico Indonesia") nonché alcuni rappresentanti delle ONG locali;
- in Algeria, a dicembre 2013, sono state realizzate 3 sessioni formative ad Algeri, per un totale di 57 partecipanti, di cui 6 persone di Eni, appartenenti alle funzioni HR e Security, e 51 agenti delle Forze di Sicurezza Privata.

Nel corso del 2013 sono stati realizzati 7 corsi di formazione riguardanti tematiche di specifico interesse di Security, per un totale di 4.700 ore formative e di 114 partecipanti, di cui 83 formati sui Diritti Umani, rispettivamente 43 in Italia e 40 a Kuala Lumpur (Malesia). Questi ultimi sono stati formati nell'ambito di un più ampio progetto formativo denominato "Security in Oil & Gas Industry".

Infine, per quanto attiene alle clausole di condotta finalizzate al rispetto dei Diritti Umani, esse sono state inserite nell'84% dei contratti conclusi con i fornitori di servizi di Security, a fronte del 65% registrato nel 2012. Si assiste, pertanto, a un trend significativamente crescente del numero di contratti di Security contenenti clausole sui Diritti Umani.

## Innovazione tecnologica

		2011	2012	2013
Spese in R&S	(milioni di euro)	246	263	218
- spese in R&S al netto dei costi generali e amministrativi		190	211	197
Valore tangibile generato da R&S <sup>(a)</sup>		-	-	937
Dipendenti impegnati in attività R&S (full time equivalent)	(numero)	925	975	986
Domande di primo deposito brevettuale		79	74	59
Brevetti in vita		8.884	8.931	9.427
Età media dei brevetti	(anni)	8,84	8,86	9,26

(a) Recenti affinamenti apportati alla metodologia di calcolo rendono il valore del 2013 non confrontabile con i valori del 2011 e 2012 che pertanto non sono riportati. Il valore del 2013 è riferito alle attività E&P, settore G&P, R&M e Versalis.

L'impegno economico di Eni in attività di ricerca scientifica e sviluppo tecnologico ammonta per il 2013 a €197 milioni (ovvero €218 milioni se si includono i costi fissi generali attribuiti alle attività di ricerca e gli ammortamenti).

Il valore tangibile generato da R&S è misurato attraverso i benefici economici legati all'applicazione di tecnologie di prodotto/processo innovative. In dettaglio il valore tangibile complessivo misurato è inteso al 100% di partecipazione nei progetti di applicazione tecnologica e al lordo della fiscalità. I benefici economici possono essere rilevati a consuntivo ovvero in termini di valore atteso (Net Present Value, NPV).

Le ipotesi di calcolo utilizzate caso per caso sono condivise con le strutture tecniche/linee di business competenti. I benefici economici tangibili sono rilevati in ottica "what if", ossia come delta rispetto all'applicazione della migliore soluzione tecnologica alternativa ovvero, nel caso di nuovi prodotti, come delta rispetto al margine generato dai prodotti sostituiti.

Il valore creato nel 2013 dalle tecnologie e dai prodotti innovativi di E&P, settore G&P, R&M e Versalis si attesta complessivamente a €937 milioni. Rispetto al valore complessivo creato dalla R&S la quota consuntivata nell'anno è del 77%, mentre i risultati attesi (valutati in termini di Net Present Value) sono del 23%. Rispetto ai costi sostenuti da Eni (al netto di Saipem) per attività di R&S, il valore creato dà luogo a un rapporto benefici/costi pari a 5,7 nel 2013.

Il personale impegnato nelle attività R&S al 31 dicembre 2013 è pari a 986 unità (full time equivalent), in linea con il dato del 2012.

Nell'ambito della gestione dell'Intellectual Property a sostegno dell'innovazione tecnologica, oltre al deposito di 59 nuove domande di brevetto, il 2013 è stato dedicato allo svolgimento delle necessarie valutazioni (19) mirate alla determinazione della libertà di attuare le tecnologie proprietarie, prossime alla realizzazione industriale, nel rispetto dei diritti di terzi.

La dimensione del portafoglio brevetti complessivo alla fine del 2013 si presenta superiore rispetto all'anno precedente, con un incremento del 5,6%. L'aumento riguarda sia il portafoglio di Eni, sia di Versalis e Ingegneria & Costruzioni ed è ascrivibile prevalentemente all'estensione all'estero della protezione delle invenzioni brevettate negli anni precedenti.

## Knowledge management

(numero)	2011	2012	2013
Comunità/network di conoscenze per settore di applicazione	58	63	65
- business	53	53	55
- trasversale	5	10	10
Partecipanti a comunità/network di conoscenza per settore di applicazione	3.634	4.732	5.676
- business	3.376	4.098	4.909
- trasversale	258	634	767

Nel 2013 le iniziative di knowledge management hanno confermato il trend di crescente diffusione già manifestato nel corso degli ultimi anni, dando così evidenza del continuo investimento in strumenti e processi volti al miglioramento della gestione della conoscenza e alla sua condivisione e diffusione tra le persone di Eni (5.676 partecipanti, +20% rispetto al 2012). Nel corso del 2013 è stato realizzato il design, lo sviluppo e il lancio del nuovo portale E&P per la gestione della conoscenza, denominato #KMS, messo a disposizione di tutta Eni. Tra le novità più importanti, oltre alla semplicità d'uso e di messa a punto di moderne funzionalità di collaborazione e professional networking, #KMS consente di segnalare persone, competenze, aree geografiche e discipline tecniche, creando maggiori opportunità di sinergie multidisciplinari e multiculturali tra gli utenti e garantisce massima accessibilità alle Comunità di Pratica, ai KM Webinar il cui utilizzo si mantiene in costante crescita (290 webinar - +38% rispetto al 2012 con 12.700 partecipazioni totali) e ai repository della conoscenza.

Sempre attraverso il nuovo portale #KMS, nel corso del 2013 è stato sviluppato il progetto pilota Innovation Idea Management (IIM), con l'obiettivo di accrescere le capacità innovative della Divisione E&P promuovendo la creatività delle persone Eni in tutto il mondo. Si tratta di un approccio innovativo basato su meccanismi di co-creazione delle idee, che consente la libera partecipazione delle persone di Eni, indipendentemente dalla posizione geografica e dalla seniority. Il pilota si è concluso positivamente nel novembre 2013 e il processo di IIM diverrà parte integrante delle funzionalità offerte da #KMS.

80136/657

## Il sistema di gestione ambientale

	2011	2012	2013
Certificazioni ISO 14001	(numero) 103	108	112
Certificazioni ISO 50001	3	6	8
Registrazioni EMAS	9	10	10
Audit di sistema totali (interni ed effettuati da enti certificatori esterni)	1.744	3.475	2.555
- di cui effettuati da enti certificatori esterni (ISO 14001) <sup>(a)</sup>	36	117	90
- di cui effettuati da enti certificatori esterni (OHSAS 18001) <sup>(a)</sup>	23	133	99
Altre tipologie di audit (EMAS, ISO 50001, ISO 9001, audit su fornitori/contrattisti, ecc.)	2.152	2.842	1.165
Spese e investimenti ambientali	(migliaia di euro) 893.421	743.400	734.381
- di cui spese correnti	551.799	468.263	491.043
- di cui investimenti	341.622	275.136	243.338

(a) I valori non comprendono le consociate E&P.

La maggior parte dei sistemi di gestione delle unità operative rilevanti è certificata in conformità alla Norma Internazionale ISO 14001 e in Europa le principali unità produttive hanno intrapreso il percorso di Registrazione EMAS. Entro il 2015 è prevista la Certificazione ISO 14001 di tutte le società controllate che presentano un profilo di rischio HSE significativo. Nel 2013 oltre il 70% di tali società risulta già certificato, in particolare:

- nel Settore E&P sono state mantenute tutte le Certificazioni precedentemente conseguite;
- nel Settore G&P, dove già nel 2011 era stata completata la Certificazione ISO 14001 di tutti gli stabilimenti produttivi e dove le Centrali di Ferrera Erbognone, Mantova, Ravenna e Ferrara sono coperte da Registrazione EMAS, sono state confermate tutte le certificazioni già in essere nei periodi precedenti ed è stata ottenuta la certificazione della società controllata Adriaplin doo;
- nel Settore R&M è proseguita l'attività di mantenimento delle certificazioni già in essere (in particolare per tutte le raffinerie) ed estensione dei certificati con la copertura delle attività di bonifica dei siti dismessi e delle controllate Eni Austria GmbH e Oleoduc du Rhone SA;
- nel Settore della Chimica, è stata confermata la copertura di tutti gli stabilimenti italiani ed esteri;
- nel settore I&C si sono confermate tutte le certificazioni già ottenute negli scorsi anni; nel settore I&C sono state inoltre certificate le società operative Saipem Contracting Netherlands BV - Sharjah Branch e PT Saipem Indonesia Karimun Branch ed è stata completata la certificazione di Saipem SpA con la copertura anche delle attività di Drilling.

Nel 2013 Eni ha conseguito due nuove certificazioni dei sistemi di gestione dell'energia secondo la Norma ISO 50001 (Stabilimento petrolchimico di Oberhausen e certificazione delle sedi ICT di corporate) che si aggiungono a quelle già conseguite in precedenza (Raffineria di Venezia, Livorno, Sannazzaro e Taranto, Stabilimento di Szazhalombatta nel settore della Chimica e sedi uffici Corporate).

La spesa ambiente ha registrato complessivamente una lieve flessione (-1,2% rispetto al 2012), legata al calo degli investimenti (-11,6%) nei settori E&P (-15,5%, pari a circa -€18,2 milioni), R&M (-16,7%, pari a circa -€17,7 milioni) e altre attività (-41,7%, pari a circa -€4,5 milioni). Nel settore E&P l'andamento degli investimenti è essenzialmente dovuto al completamento in Italia del progetto di sostituzione della Sealine Perla-Prezioso e alla conclusione in Nigeria, nel 2012, del grande progetto flaring down di Idu e nel terzo trimestre 2013 dei progetti di Akri ed Ogbainbiri (cui sono stati associati investimenti minori rispetto ad Idu).

## Cambiamento climatico

	2011	2012	2013
Emissioni dirette di GHG	(ton CO <sub>2</sub> eq) 49.128.806	52.498.789	47.299.618
- di cui CO <sub>2</sub> da combustione e da processo	(ton) 35.319.845	36.365.220	34.171.339
- di cui CO <sub>2</sub> equivalente da flaring	(ton CO <sub>2</sub> eq) 9.553.894	9.461.518	8.478.376
- di cui CO <sub>2</sub> equivalente da metano incombusto e da emissioni fuggitive	3.222.051	4.475.756	2.902.091
- di cui CO <sub>2</sub> equivalente da venting	1.033.017	2.196.295	1.747.812
Emissioni di CO <sub>2</sub> da impianti Eni soggetti all'EU ETS	23.615.602	22.099.231	20.417.804
Quote allocate agli impianti Eni soggetti all'EU ETS	25.373.975	24.978.257	9.233.300
Impianti Eni soggetti all'EU ETS	(numero) 39	39	40
Emissioni indirette di GHG da acquisti da altre società (Scope 2) <sup>(a)</sup>	(ton CO <sub>2</sub> eq) 1.190.860	846.294	756.082
Emissioni indirette di GHG diverse da quelle dovute ad acquisti da altre società (Scope 3) <sup>(b)</sup>	(mln CO <sub>2</sub> eq) 301,623	290,205	282,922
Emissioni di CO <sub>2</sub> eq / produzione lorda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(ton CO <sub>2</sub> eq/tep) 0,206	0,225	0,222
Emissioni di CO <sub>2</sub> eq/kWheq (EniPower)	(g CO <sub>2</sub> eq/kWheq) 403,934	399,204	406,501
Emissioni di CO <sub>2</sub> eq/uEDC (R&M)	(ton CO <sub>2</sub> eq/kbb/SD) 1,231	1,143	1,049
Volume di gas inviato a flaring	(MSm <sup>3</sup> ) 4.433	4.506	3.762
Volume di gas inviato a venting	26,32	25,92	20,65

(a) Il dato 2013 comprende anche le emissioni indirette di N<sub>2</sub>O da acquisti da altre società.

(b) Il dato include le emissioni indirette di GHG (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O) da attività di drilling appaltate a terzi da parte del settore E&P, da vendite di prodotti petroliferi e gas naturale (escluse le quote di prodotto vendute a società del gruppo e le quote vendute da Eni Trading & Shipping a società terze), da viaggi di lavoro, da trasporti su strada appaltati a terzi su strada e marittimi. Per il solo 2011 è limitatamente alla componente da attività di drilling appaltate a terzi da parte del settore E&P, il dato è riferito alla sola CO<sub>2</sub>.

Nel 2013 le emissioni di gas serra si sono ridotte in tutti i settori (in particolare -9,7% nel settore E&P, -12,1% nel settore G&P e -14,1% nel settore R&M), causando un calo complessivo a livello Eni del 9,9% rispetto all'esercizio precedente.

L'andamento è determinato non solo da livelli produttivi inferiori, ma anche dall'attuazione di specifiche strategie di riduzione delle emissioni (in particolare le attività di flaring down) e da interventi di miglioramento dell'efficienza energetica, come dimostrato dalla riduzione degli indici di emissione per unità di prodotto nel settore E&P e nella raffinazione. Nel settore termoelettrico eventi accidentali (quali lunghe fermate dei gruppi di produzione più efficienti nei siti di Ferrera Erbognone e Mantova) e la necessità, per esigenze di mercato, di esercire i cicli combinati a bassi carichi, hanno determinato una riduzione del rendimento complessivo e un aumento delle emissioni di CO<sub>2</sub> per unità di prodotto, con conseguente crescita dell'indice di performance che rimane comunque inferiore al valore soglia fissato per il periodo di riferimento (415 gCO<sub>2</sub>eq/kWheq).

Sulla performance complessiva dei GHG influiscono positivamente i risultati ottenuti dal settore E&P attraverso i progetti di flaring down, con riduzione rispetto al 2012 dei volumi inviati a flaring del 16,5% e delle rispettive emissioni di gas serra del 10,4%. Ricordando che la performance 2011 non è rappresentativa in quanto sconta la minore produzione in Libia per la situazione politica del Paese, si evidenzia come il risultato del 2013 sia positivo anche rispetto al 2010, con una riduzione dell'indice di emissione di GHG da flaring per unità di prodotto di oltre il 29%.

In Congo è proseguito lo sviluppo del giacimento di M'Boundi attraverso l'applicazione di avanzate tecniche di recupero assistito e la valorizzazione economica del gas associato, con aumento nel 2013 dei quantitativi venduti con contratti long-term alle centrali elettriche presenti nell'area, tra cui la Centrale Electrique du Congo (CEC) con una produzione di 300 MW. In Nigeria sono stati avviati i progetti di flaring down di Akri e Ogbainbiri; il completamento dell'upgrade della flowstation di Ogbainbiri permetterà di ridurre i volumi di gas inviati a flaring di 0,11 milioni di metri cubi giorno. Nel 2013 il programma di flaring down nell'area ha visto anche il completamento dell'upgrade della flowstation del giacimento Idu, con una riduzione di volume di gas inviato a flaring pari a 1,4 milioni di metri cubi/giorno.

Anche le emissioni di GHG da venting si sono ridotte rispetto al 2012 (-20,4%), così come i volumi di gas inviato a venting (-20,3%).

In Europa, nell'ambito Emissions Trading Scheme (ETS), nel 2013 le emissioni consolidate Eni di gas serra si riducono del 7,6% rispetto al 2012. Le quote assegnate nel 2013 sono calate drasticamente rispetto alla serie storica a causa del nuovo sistema di assegnazione in vigore con il terzo periodo ETS (2013-2020), mentre le installazioni sono passate da 39 a 40 per l'ingresso del Sito Goliat della Controllata Eni Norge del settore E&P.

L'andamento in calo delle emissioni nelle installazioni soggette a ETS riguarda tutti i settori, con le sole eccezioni di E&P, dove le emissioni (pari al 6% del totale) risultano in aumento (+31,7% rispetto al 2012) per l'impianto di Val D'Agri, l'entrata a regime dell'installazione Firenze FPSO e l'avvio delle attività presso il citato Sito di Goliat e del settore della Chimica, dove rimangono sostanzialmente stabili (-0,4%), contribuendo al 18% del totale. In G&P le emissioni, che rappresentano il 51% del totale Eni, si riducono del 9,6% in relazione al generale calo della produzione elettrica (-11%) e in R&M, dove pesano per il 25% del totale, calano del 14,2% in conseguenza della sospensione di parte delle attività nella Raffineria di Gela e di una generale riduzione delle lavorazioni effettuate (-7%). Le emissioni indirette di GHG diverse da quelle dovute ad acquisti da altre società (cosiddette Scope 3) registrano una riduzione [-2,5% rispetto al 2012], in relazione al contributo in calo delle emissioni associate ai prodotti venduti per la contrazione delle vendite.

## Efficienza energetica

		2011	2012	2013
Energia elettrica prodotta per tipologia di fonte (EniPower)	(TWh)	25,40	26,01	23,14
- di cui da gas naturale		23,52	24,44	21,52
- di cui da prodotti petroliferi		1,89	1,57	1,61
- di cui da altri combustibili		0,00	0,00	0,01
Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(GJ/tep)	1,615	1,557	1,536
Energy Intensity Index (R&M)	(%)	79,4	76,9	76,3
Consumo netto di fonti primarie	(tep)	14.304.869	14.629.243	14.174.056
- gas naturale		9.202.030	10.126.614	9.912.862
- prodotti petroliferi		4.896.890	4.286.526	4.135.872
- altri combustibili		205.949	216.103	125.322
Energia primaria acquistata da altre società per tipologia <sup>(a)</sup>	(GJ)	94.263.949	83.652.390	61.127.412
- energia elettrica		25.336.671	15.388.688	17.070.260
- fonti primarie		25.336.671	15.388.688	30.958.392
- vapore		5.362.328	4.822.549	4.298.683
- calore diretto di processo		58.785	53.507	0
- calore di recupero		0	183	77
Spese e investimenti efficienza energetica e cambiamento climatico <sup>(b)</sup>	(migliaia di euro)	120.212	72.042	75.349
- di cui spese correnti		1.175	822	198
- di cui investimenti		119.037	71.220	75.151

(a) L'indicatore misura solo l'energia acquistata da Eni per autoconsumo e non include la quota parte acquistata e venduta sul mercato, pertanto i valori 2011 e 2012 differiscono da quanto pubblicato lo scorso anno.

(b) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il Sistema di Gestione Ambientale".

80136/659

Le iniziative per il miglioramento dell'efficienza energetica includono, oltre ai tradizionali investimenti, anche interventi di natura gestionale quali l'adozione e la certificazione dei Sistemi di Gestione dell'Energia (SGE). A fine 2013 in Eni risultano Certificati ISO 50001 i sistemi di gestione dell'energia delle Raffinerie R&M di Livorno, Sannazzaro, Taranto e Venezia, gli Stabilimenti chimici di Oberhausen e Szazhalombatta e le sedi corporate di Eni SpA. Nel settore downstream è proseguito il piano di interventi di energy saving che hanno permesso di conseguire ottimi risultati in termini di riduzione dei consumi e di contenimento delle emissioni in atmosfera. Gli interventi realizzati tra il 2008 e il 2013 consentono, a regime, risparmi energetici per oltre 300 mila tep/anno, pari ad una riduzione delle emissioni di circa 800 mila tonnellate di CO<sub>2</sub>. Nella raffinazione gli interventi operativi eseguiti nel 2013 sono in grado di determinare risparmi a regime per circa 34 ktep/a; per quanto riguarda le attività della chimica, gli interventi effettuati sempre nel 2013 porteranno a regime un risparmio di circa 23 ktep/a.

Nel settore G&P sono proseguiti gli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica e di ottimizzazione tecnico-economica dell'utilizzo degli impianti nelle attività di generazione elettrica, con interventi di repowering dei turbo-gruppi nelle Centrali di Ferrera Erbognone, Mantova e Ferrara. Inoltre, EniPower ha proseguito gli investimenti nelle energie rinnovabili e nelle fonti alternative, attraverso la realizzazione di impianti fotovoltaici e della Centrale a biomassa di Porto Torres per la produzione di energia elettrica.

## Emissioni in atmosfera

		2011	2012	2013
Emissioni di NOx (ossidi di azoto)	(ton NO <sub>2</sub> eq)	97.114	115.571	101.832
Emissioni di NOx/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(ton NO <sub>2</sub> eq/ktep)	0,486	0,571	0,538
Emissioni di NOx/kWheq (EniPower)	(g NO <sub>2</sub> eq/kWheq)	0,162	0,155	0,158
Emissioni di NOx/uEDC (Raffinerie R&M)	(ton NO <sub>2</sub> eq/kbb/SD)	1,14	1,11	0,91
Emissioni di SOx (ossidi di zolfo)	(ton SO <sub>2</sub> eq)	37.943	30.137	27.949
Emissioni di SOx/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(ton SO <sub>2</sub> eq/ktep)	0,055	0,044	0,091
Emissioni di SOx/kWheq (EniPower)	(g SO <sub>2</sub> eq/kWheq)	0,037	0,027	0,017
Emissioni di SOx/uEDC (Raffinerie R&M)	(ton SO <sub>2</sub> eq/kbb/SD)	3,93	3,22	2,19
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(ton)	46.228	48.702	43.536
Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale)	(migliaia di euro)	3.297	3.548	2.848
Spese e investimenti protezione aria <sup>(a)</sup>		16.608	15.795	20.707
- di cui spese correnti		30.128	41.087	48.446
- di cui investimenti				

(a) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il sistema di gestione ambientale".

Nel 2013 le emissioni di NOx si sono ridotte complessivamente dell'11,9% rispetto al 2012, grazie al contributo di tutte le aree di business (in particolare, -13,7% nel settore E&P, -26,1% nel settore G&P e -23,1% nel settore R&M). Il settore E&P, a cui è riconducibile più del 60% del dato consolidato Eni, ha ridotto le proprie emissioni di oltre 9.700 tonnellate, grazie alla variazione del fuel mix utilizzato in diversi Paesi (Indonesia, Kazakhstan, Ecuador e Nigeria) con conseguente miglioramento anche dell'indice di emissione per unità di prodotto [-5,9%]. Il settore della raffinazione ha migliorato sensibilmente la propria performance [-17,9% la riduzione registrata dall'indice di emissione], in particolare grazie ai progetti in corso presso le Raffinerie di Sannazzaro e Gela che a regime determineranno un beneficio di mancata emissione di NOx di circa 110 t/a.

Nel settore della generazione elettrica, dove grazie alla piena operatività a regime dei bruciatori VeLoNOx, le emissioni di NOx si sono ridotte di oltre il 20%, l'indice di emissione per unità di prodotto non è in calo (+1,5%), a causa di fermate non programmate in alcuni impianti e, per esigenze di mercato, alla marcia non a pieno ritmo dei cicli combinati.

Nel 2013 le emissioni totali di SOx si sono ridotte del 7,3% rispetto al 2012. All'andamento in calo hanno contribuito principalmente i settori raffinazione (-6.186 tonnellate), chimica (-661 tonnellate) e G&P (-393 tonnellate), mentre presentano trend in crescita E&P (+5.028 tonnellate) e I&C (+91 tonnellate).

Nel settore raffinazione, che contribuisce per circa il 38% al dato consolidato Eni, gli andamenti in calo [-36,4% rispetto al 2012 per le emissioni e -32% per l'indice riferito alla produzione] sono da attribuirsi sia alle minori lavorazioni nelle raffinerie, sia alla variazione del mix di combustibili (maggiore utilizzo di gas naturale nelle raffinerie e conseguente minor utilizzo di olio combustibile e di coke), nonché a interventi di risparmio energetico. Sulla performance positiva ha inoltre influito l'intervento, realizzato presso la Raffineria di Gela, di interconnessione del camino quadrificante con il camino SNOx che ha permesso di massimizzare l'invio dei fumi a quest'ultimo. Sempre nella Raffineria di Gela è prevista la realizzazione di una nuova unità SRU con beneficio atteso a regime di mancata emissione di SOx di circa 740 t/a.

Nel settore E&P l'incremento delle emissioni di SOx rispetto al 2012 (sia in valore assoluto sia rispetto all'unità di prodotto) è riconducibile principalmente al contributo libico, risultato non completamente rendicontato nel corso del 2012 in relazione alla difficile situazione del Paese e, secondariamente, alla controllata Agip Karachaganak (Kazakhstan) per una maggiore precisione nella stima delle emissioni.

Le emissioni di NMVOC e PST sono calate rispettivamente del 10,6% e del 19,7% rispetto al 2012. Gli andamenti sono riconducibili principalmente al settore E&P in ragione della riduzione del flaring. Sulla diminuzione dei composti organici volatili influiscono inoltre le minori movimentazioni di prodotti petroliferi nel settore R&M e gli interventi specifici realizzati presso gli Stabilimenti petrolchimici di Mantova e Bunkerque.

## Le bonifiche

		2011	2012	2013
Rifiuti da attività di bonifica prodotti	(ton)	10.852.410	10.102.297	11.976.764
- di cui pericolosi		2.886.996	3.754.056	3.968.183
- di cui non pericolosi		7.965.414	6.348.241	7.345.262
Spese e investimenti bonifiche suolo e falda <sup>(a)</sup>	(migliaia di euro)	336.525	197.468	193.977
- di cui spese correnti		271.582	182.112	186.014
- di cui investimenti		64.943	15.356	7.963

[a] Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il Sistema di Gestione Ambientale".

In Italia Eni è presente in 17 Siti di Interesse Nazionale dove è in corso un procedimento di bonifica e i procedimenti aperti sul territorio nazionale sono oltre 900; risulta evidente l'estrema variabilità di scala delle problematiche connesse all'attività di bonifica che coinvolge da una parte le raffinerie, i petrochimici e le aree pozzo e dall'altra i punti vendita carburanti.

Le attività di bonifica più impattanti sono realizzate principalmente da Syndial, società dedicata alla bonifica dei siti contaminati dismessi (63% delle spese nel 2013), seguita da R&M (22%) e dal comparto della Chimica (12%).

La spesa complessiva per le bonifiche nel 2013 è sostanzialmente in linea con quella dell'anno precedente, che aveva registrato una flessione sensibile rispetto al 2011 in relazione a ritardi nella concessione di alcune autorizzazioni preliminari da parte delle Pubblica Amministrazione, impattando sulle attività di Syndial.

Le attività del 2013 si sono focalizzate nella maintenance dei risanamenti in corso nei maggiori Siti (Gela, Priolo, Assemini, Porto Marghera). Syndial ha avviato l'applicazione dei principi della bonifica sostenibile (utilizzando l'applicativo in house "Sustainable Assessment Framework") per la valutazione dei progetti di Ravenna, Brindisi e Porto Torres. Un esempio di applicazione già attiva dei principi di sostenibilità a cui tutte le unità di business si stanno avvicinando, è l'avvio della produzione di energia elettrica da fonte solare dall'impianto EniPower realizzato sull'ex discarica fosfogessi di Gela, che permette notevoli risparmi di risorse e la riduzione di circa 4.500 tonnellate annue di emissioni di anidride carbonica.

In R&M è proseguito l'impegno nella gestione degli interventi di messa in sicurezza e bonifica sia nel comparto commerciale (punti vendita carburanti) sia in quello industriale. Fra le attività di rilievo, a Taranto è stata completata l'installazione dei sistemi di bonifica e gli scavi di bonifica presso l'area parco serbatoi della raffineria.

Nel settore Chimica sono proseguite le attività di bonifica sui siti con progetti approvati; in particolare a Sarroch verrà testata la tecnologia IWS (In Well Stripping) come prima fase del progetto di bonifica della falda, che comporterà la riduzione degli scarichi in corpo idrico superficiale. Presso lo Stabilimento di Ferrara si è concluso positivamente l'iter di bonifica delle matrici superficiali dei terreni e delle acque di impregnazione: questo progetto è tra i più importanti e unici in Italia per estensione delle aree investite dalla bonifica all'interno di uno stabilimento petrolchimico.

E&P è impegnata sul fronte delle bonifiche sia in Italia sia all'estero dove, oltre alla conclusione delle attività nel Sito di Abu-Rudeis/Belayim (Egitto) e al follow up delle attività di bonifica di due "burning pit" in Congo, è in atto in Nigeria un progetto per l'esecuzione di prove pilota con tecnologia "Thermal Desorption e Three Phase Recovery" atte a verificare un'alternativa maggiormente sostenibile all'adozione diffusa della "enhanced natural attenuation" nella Regione.

Per quanto riguarda la produzione dei rifiuti da bonifica, il 95% dei volumi prodotti si riferisce alle acque di falda inquinate, in leggero aumento rispetto all'anno precedente in ragione della portata a regime degli impianti TAF (trattamenti acque di falda) gestiti prevalentemente da Syndial che ha realizzato iniziative di recupero come la produzione di acqua demi a valle dell'impianto TAF di Assemini per riutilizzo all'interno del ciclo produttivo o il passaggio delle acque trattate dal TAF di Brindisi a EniPower per uso industriale.

È prevista inoltre, la finalizzazione del progetto che prevede l'immissione di una parte delle acque trattate dal TAF di Priolo nella rete di acqua industriale a servizio delle attività produttive del sito multi societario, (la restante parte sarà utilizzata nella barriera della falda sottostante l'area ERG/MED) e l'ottimizzazione energetica degli impianti TAF, al fine di migliorare i processi e ridurre il consumo di materie prime ed energia. I TAF operativi in Sicilia possono trattare acque di falda altamente contaminate con efficienze di bonifica uniche al mondo per la qualità delle acque risultanti dalla bonifica.

80136/661

## Tutela delle risorse idriche e della biodiversità

		2011	2012	2013
Prelievi idrici totali	(Mm <sup>3</sup> )	2.577,98	2.359,21	2.206,36
- di cui acqua di mare		2.375,83	2.142,82	2.002,22
- di cui acqua dolce		187,60	191,40	195,89
- di cui acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		14,55	24,59	8,47
Prelievi idrici/kWheq prodotti (EniPower)	(m <sup>3</sup> /kWheq)	0,0136	0,0119	0,0165
Prelievi idrici/lavorazioni di greggio e semilavorati (R&M)	(m <sup>3</sup> /ton)	31,03	25,43	13,99
Totale acqua di produzione e/o di processo estratta (E&P) <sup>(a)</sup>	(Mm <sup>3</sup> )	58,16	61,17	61,3
- di cui iniettata in pozzi profondi a scopo disposal		-	9,44	18,40
- di cui re-iniettata		25,18	20,82	20,02
- di cui scaricata in corpo idrico superficiale e di mare		30,47	26,94	24,60
- di cui inviata a bacini di evaporazione		2,51	3,97	3,30
Acque di produzione re-iniettate comprese quelle iniettate in pozzi profondi a scopo disposal/acque di produzione totali	(%)	43	49	55
Acqua di falda trattata da TAF e utilizzata nel ciclo produttivo (Syndial)	(Mm <sup>3</sup> )	-	0,47	0,88
Concentrazione di idrocarburi nelle acque di produzione	(mg/l)	13,50	9,61	7,9
Totale acqua dolce riciclata e/o riutilizzata	(Mm <sup>3</sup> )	519,43	519,93	578,92
Percentuale di riutilizzo dell'acqua dolce	(%)	73,5	73,1	79,9
Acqua dolce scaricata	(Mm <sup>3</sup> )	131,60	130,62	98,20
Acqua di mare scaricata		1.866,96	1.931,74	1.828,72
Spese e investimenti risorse e scarichi idrici <sup>(b)</sup>	(migliaia di euro)	76.298	83.415	53.372
- di cui spese correnti		46.167	39.808	21.559
- di cui investimenti		30.131	43.607	31.788
Spese Protezione paesaggio e tutela ecosistemi e biodiversità <sup>(b)</sup>		11.094	5.863	5.926

(a) Dall'anno 2012 il valore include il contributo dell'acqua di produzione iniettata in pozzi profondi a scopo disposal.  
 (b) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il Sistema di Gestione Ambientale".

Nel 2013 si è registrata una riduzione dei prelievi idrici totali rispetto al 2012 del 6,5% (pari a circa -153 Mm<sup>3</sup>) dovuta soprattutto al calo dei prelievi di acqua di mare nel settore raffinazione [dove la sola Raffineria di Gela ha ridotto i prelievi di acqua di mare di oltre 137 Mm<sup>3</sup> a causa di fermate degli impianti]. L'acqua dolce prelevata, che rappresenta l'8% del totale delle risorse idriche utilizzate, si è ridotta rispetto al 2012 (-3%), in virtù dei cali registrati dai settori E&P [dove sono state interrotte o comunque ridotte le attività dei campi libici di Abu Attifel, El Feel e Wafa] e Altre Attività [dove è stata determinante la fermata dell'impianto di cloroetano presso il Sito di Assemini]. Il parametro risulta in calo anche presso i settori R&M (-2,9%, pari a circa -0,5 Mm<sup>3</sup>) e G&P (-7%, pari a circa -2 Mm<sup>3</sup>). La percentuale di riutilizzo dell'acqua dolce è complessivamente aumentata rispetto al 2012, raggiungendo quasi l'80%. In ulteriore miglioramento la performance relativa all'acqua di produzione del settore E&P, con una percentuale di re-iniezione che sale al 54% (migliore risultato di sempre, in aumento di oltre il 10% rispetto al 2012). Sulla performance ha influito positivamente il completamento a fine 2012 del progetto Belayim in Egitto, con una re-iniezione del 99,5% (pari a 27.265 metri cubi/giorno). La concentrazione di idrocarburi nelle acque di produzione è in calo rispetto al 2012 (-18,9%). In Syndial sono aumentati i quantitativi di acqua di falda trattata attraverso gli impianti TAF dedicati e successivamente utilizzati nei propri cicli produttivi (+45,9% rispetto al 2012). Eni è impegnata a integrare la gestione delle tematiche biodiversità e servizi ecosistemici in tutte le sue realtà operative e lungo tutto il ciclo di vita progettuale, in particolare nel settore upstream. Al fine di raggiungere l'obiettivo di definire dei piani di azione integrati di biodiversità e servizi ecosistemici nel 20% delle Assessment Unit esposte al rischio biodiversità nel 2012, verranno implementati specifici Biodiversity Risk Assessment e Action Plan per identificare, valutare e mitigare efficacemente i potenziali impatti associati alle attività di E&P in qualsiasi ambiente operativo. I siti attualmente coinvolti sono DIME (Val d'Agri), Agip Oil Ecuador (Villano), KPO (Karachaganak), Eni Congo (M'Boundi), Eni Pakistan (Bhit and Badhra), Eni US Operating Company (Nikaitchuq). Nei nuovi progetti esplorativi e di sviluppo si continuerà a verificare la corretta integrazione delle tematiche di biodiversità e servizi ecosistemici nei pre-ESHIA. In ambito internazionale, proseguirà l'impegno di Eni in WBCSD, BSR, IPIECA e OGP con la chairmanship del Biodiversity Working Group (BESWG). Inoltre è stata rinnovata l'adesione alla partnership Proteus, iniziativa promossa da UNEP-WCMC col settore privato che consente l'accesso sia al World Database on Protected Areas (WDPA) che all'Integrated Biodiversity Assessment Tool (IBAT).

## Oil spill operativi

		2011	2012	2013
Numero totale di oil spill (>1 barile) <sup>(a)</sup>	(numero)	418	329	386
Volume totale di oil spill (>1 barile) <sup>(a)</sup>	(barili)	14.852	12.428	7.903
- da atti di sabotaggio e terrorismo		7.657	8.669	6.002
- operativi		7.295	3.759	1.901
Spese e investimenti prevenzione spill <sup>(b)</sup>	(migliaia di euro)	40.530	63.771	51.141
- di cui spese correnti		4.252	8.354	10.054
- di cui investimenti		36.278	55.417	41.087

(a) Nel 2011, a esclusione del settore E&P, sono compresi gli oil spill inferiori a un barile.  
 (b) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il Sistema di Gestione Ambientale".

Nel 2013 il numero totale di oil spill è aumentato (+17,3%), mentre i volumi sversati sono ridotti sensibilmente (-36,4%), sia per gli spill da atti di sabotaggio e terrorismo (-30,8%) sia per quelli operativi (-49,4%).

Come per gli anni passati (fatta eccezione per il 2011, caratterizzato da uno spill del settore I&C di oltre 4.000 barili avvenuto in Algeria), anche il dato consolidato 2013 è determinato essenzialmente dalla performance del settore E&P (cui è riconducibile oltre il 95% nel numero di eventi verificatisi e oltre il 90% dei volumi sversati). Nel 2013 E&P, pur rilevando un aumento del numero totale di oil spill, registra una diminuzione dei volumi sversati (-36,9% rispetto al 2012) e un miglioramento dell'indice relativo ai volumi sversati da incidenti operativi per milioni di boe prodotte (-38% rispetto al 2012). In particolare nel 2013 è già stato raggiunto l'obiettivo di riduzione dell'indice di boe sversate su Mboe prodotte, pianificato per il 2016. Nel 2013 in E&P oltre il 60% del volume sversato a seguito di oil spill da incidenti operativi è riconducibile alle attività in Nigeria, così come tutti gli spill da atti di sabotaggio e terrorismo, a eccezione di un evento verificatosi in Egitto.

La spesa complessiva di Eni per la prevenzione degli spill nel 2013 si mantiene su valori superiori di €50 milioni.

## Rifiuti da attività produttive

		2011	2012	2013
Rifiuti da attività produttive	(ton)	1.309.135	1.378.385	1.599.997
- di cui da attività di perforazione		388.539	342.026	366.440
Rifiuti da attività produttive pericolosi		476.552	365.695	374.421
Rifiuti da attività produttive non pericolosi		832.582	1.012.690	1.225.576
Rifiuti da attività produttive recuperati e/o riciclati		232.884	315.880	180.825
- di cui pericolosi		73.174	67.203	47.566
- di cui non pericolosi		159.710	248.677	133.259
Rifiuti da attività produttive smaltiti		982.423	1.038.709	1.401.739
- di cui pericolosi		326.495	278.812	316.765
- di cui non pericolosi		655.927	759.897	1.084.974
Rifiuti da attività di perforazione/metri perforati	(ton/m)	0,340	0,512	0,584
Spese e investimenti gestione rifiuti <sup>(a)</sup>	(migliaia di euro)	96.263	92.113	95.422
- di cui spese correnti		83.403	91.341	95.074
- di cui investimenti		12.860	772	348

(a) Il dato è parte delle spese e investimenti ambientali riportati nel prospetto "Il Sistema di Gestione Ambientale".

I rifiuti da attività produttive prodotti nel 2013 (circa 1,6 milioni di tonnellate) sono aumentati del 16,1% rispetto all'anno precedente (+2,4% i pericolosi e +21% i non pericolosi) per il contributo di tutti i business, con la sola eccezione del settore Altre Attività. In particolare, l'andamento in crescita è riconducibile a I&C (+130.000 tonnellate circa), G&P (+37.000 tonnellate), R&M (+32.000 tonnellate circa) e E&P (+19.000 tonnellate circa). Come meglio evidenziato di seguito, l'aumento o la diminuzione del volume dei rifiuti riflette la periodicità delle manutenzioni programmate e l'apertura ed esercizio di cantieri.

Nel settore I&C il trend in crescita è legato, per i rifiuti pericolosi, all'incremento delle attività di drilling offshore e, per i rifiuti non pericolosi, all'incremento delle attività di costruzione onshore, con particolare riferimento al progetto "Shah Plant and Pipeline".

In G&P i rifiuti sono aumentati in relazione al contributo dei non pericolosi a seguito di attività di cantiere presso diversi stabilimenti (oltre 25.000 tonnellate presso Bolgiano per revamping, oltre 7.000 tonnellate presso Mantova per la dismissione di centrali termiche e oltre 5.000 tonnellate presso Ferrera Erbognone per la sistemazione dell'area per imprese esterne e la realizzazione di un nuovo magazzino).

Nel settore R&M hanno influito le attività di manutenzione straordinaria quinquennale condotte presso la Ràffineria di Taranto, dove i quantitativi di rifiuti non pericolosi prodotti sono più che raddoppiati superando le 40.000 tonnellate.

Nel settore E&P l'incremento dei rifiuti prodotti è riconducibile esclusivamente ai non pericolosi (per gli aumenti registrati in Egitto presso le controllate Petrobel e Agiba e in Italia per l'aumento delle acque di produzione stoccate e smaltite come rifiuto e per l'incremento delle attività onshore rispetto al 2012), mentre i pericolosi registrano viceversa un calo per il completamento delle attività di costruzione in Algeria presso il campo MLE CTH e il Sito di Bolashak in Kazakhstan.

I volumi avviati a recupero da attività produttive nel 2013 hanno registrato un calo del 42,8% rispetto al 2012; l'andamento consolida sia una riduzione per i rifiuti pericolosi (-29,2%) sia per quelli non pericolosi (-46,4%) ed è principalmente riconducibile al settore E&P dove i quantitativi diminuiscono sensibilmente (-134.000 tonnellate circa), sempre in relazione alla conclusione delle attività di costruzione nel Sito di Bolashak.