Note al bilancio consolidato

1 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[1]. 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.

2 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[2] 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[3]. 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.

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[4], 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[5]. 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

3 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 giorni, 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[6] 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[7]"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 approvvigionamento 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 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[8]
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[9]".
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'indeterminatezza 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.

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 stanziate 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[10], 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[11].
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 regolamenta 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[12].

Attività mineraria[13]

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 radiazione.
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[14].

(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 risorse minerarie adottati precedentemente all'introduzione degli IFRS, come consentito dall'IFRS 6 "Esplorazione e valutazione delle risorse 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 antecedentemente all'assunzione del collegamento (controllo congiunto) è rilevato a patrimonio netto.

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[15].
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, implicita 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[16].
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 coprirne 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, differentemente 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.

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 permute 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)[17]. 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 con 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 approvate 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 degli 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"; differentemente, 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 forzosa 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 effettuarne 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.

4 Schemi di bilancio e modifica dei criteri contabili

Schemi di bilancio[18]

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura[19].
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.

5 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 complessi 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 sensibilità 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 controversie 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

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.

6 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[20].
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) siano 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.

Attività correnti

7 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).

8 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**
Titoli quotati emessi da Stati sovrani				
Tasso fisso				
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
	730	**745**		
Tasso variabile				
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
	1.216	**1.216**		
Totale titoli quotati emessi da Stati sovrani	**1.946**	**1.961**		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.494	1.574	da Aaa a Baa3	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
	2.414	**2.513**		
Tasso variabile				
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-
	530	**530**		
Totale altri titoli	**2.944**	**3.043**		
Totale attività finanziarie destinate al trading	**4.890**	**5.004**		

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.

9 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
Titoli strumentali all'attività operativa		
Titoli quotati emessi da Stati sovrani	174	165
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	22	37
Altri titoli non quotati	5	
	201	**202**
Titoli non strumentali all'attività operativa		
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
Tasso fisso						
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**				

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.

10 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)	9	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:

	31.12.2012			31.12.2013		
(€ milioni)	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**
Crediti scaduti e non svalutati:						
- 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**
Altri crediti:		
- 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).

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.

11 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

	31.12.2012					31.12.2013				
(€ milioni)	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
31.12.2012								
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**
31.12.2013								
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.

12 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	487	556
Imprese estere	284	246
	771	**802**

Le imposte sono indicate alla nota n. 40 - Imposte sul reddito.

13 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
	1.230	**825**

14 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
	1.624	**1.325**

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.

Il fair value degli altri strumenti finanziari derivati si analizza come segue:

	31.12.2012			31.12.2013		
(€ milioni)	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
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
	169	**3.608**	**4.605**	**257**	**2.423**	**6.499**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	1	23		2	36	
	1	**23**		**2**	**36**	
Contratti su merci						
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			
	746	**4.503**	**9.515**	**459**	**14.224**	**15.571**
	916	**8.134**	**14.120**	**718**	**16.683**	**22.070**

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

15 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
31.12.2012											
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	(7.012)	(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)	(7.445)	21.669	23.400	1.731
	73.578	**11.222**	**(7.335)**	**(1.609)**	**(12.425)**	**(514)**	**(449)**	**998**	**63.466**	**143.297**	**79.831**
31.12.2013											
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
	63.466	**10.864**	**(7.336)**	**(2.116)**	**19**	**(2.594)**	**(155)**	**358**	**62.506**	**148.395**	**85.889**

Gli investimenti sono riferiti ai seguenti settori di attività:

(€ milioni)	2012	2013
Investimenti:		
- 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)
	11.222	**10.864**

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
Attezzature industriali e commerciali	4 - 33
Altri beni	6 - 33

Le svalutazioni si analizzano per settore di attività, al lordo e al netto del relativo effetto fiscale, come segue:

(€ milioni)	**2012**	**2013**
Svalutazioni:		
- Exploration & Production	547	209
- Gas & Power	80	1.200
- Refining & Marketing	843	633
- Versalis	112	55
- Altri settori	27	19
	1.609	**2.116**
Effetto fiscale:		
- Exploration & Production	154	71
- Gas & Power	21	355
- Refining & Marketing	96	223
- Versalis	33	15
- Altri settori	2	5
	306	**669**
Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale:		
- Exploration & Production	393	138
- Gas & Power	59	845
- Refining & Marketing	747	410
- Versalis	79	40
- Altri settori	25	14
	1.303	**1.447**

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
31.12.2012						
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
	3.496		**(197)**	**(222)**	**(12)**	**3.065**
31.12.2013						
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
	3.065	**45**	**(7)**	**(106)**	**(130)**	**2.867**

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
Attività materiali lorde:		
- 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)
	143.297	**148.395**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- 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)
	79.831	**85.889**
Attività materiali nette:		
- 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)
	63.466	**62.506**

16 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.

17 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
31.12.2012										
Attività immateriali a vita utile definita										
- 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
	6.927	**2.295**	**(2.208)**	**(1.070)**	**(3.853)**	**(4)**	**(61)**	**2.026**	**8.880**	**6.854**
Attività immateriali a vita utile indefinita										
- Goodwill	4.023			(1.347)	(216)	2	(1)	2.461		
	10.950	**2.295**	**(2.208)**	**(2.417)**	**(4.069)**	**(2)**	**(62)**	**4.487**		
31.12.2013										
Attività immateriali a vita utile definita										
- 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
	2.026	**1.886**	**(1.976)**	**(174)**		**(21)**	**(10)**	**1.731**	**8.968**	**7.237**
Attività immateriali a vita utile indefinita										
- Goodwill	2.461			(333)	34	(17)	1	2.146		
	4.487	**1.886**	**(1.976)**	**(507)**	**34**	**(38)**	**(9)**	**3.877**		

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 acreage 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

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 azzera 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 azzera 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-

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.

18 Partecipazioni

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale	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
31.12.2012										
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
	5.839	**330**	**(333)**	**526**	**(233)**	**(430)**	**(492)**	**(57)**	**(888)**	**4.262**
31.12.2013										
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
	4.262	**289**	**(12)**	**369**	**(117)**	**(335)**	**(12)**	**(198)**	**(312)**	**3.934**

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:

	31.12.2012			31.12.2013		
(€ milioni)	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	
	526	**430**		**369**	**335**	

(*) 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:

	31.12.2012		31.12.2013	
(€ milioni)	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:

	31.12.2012			31.12.2013		
(€ milioni)	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate:						
- Eni BTC Ltd	97	34.000.000	100,00	96	34.000.000	100,00
- Altre (*)	118			105		
	215			**201**		
Imprese a controllo congiunto:						
- 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**		
Imprese collegate:						
- 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.

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 Electrique 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**
31.12.2012									
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**
31.12.2013									
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:

	31.12.2012			31.12.2013		
(€ milioni)	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate	**15**			**14**		
Imprese collegate	**12**			**13**		
Altre imprese:						
- 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		
	5.058			**3.000**		
	5.085			**3.027**		

(*) 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:

	31.12.2012			31.12.2013		
(€ milioni)	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.

19 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**
Stati sovrani							
Tasso fisso							
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
Tasso variabile							
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
Totale Stati sovrani	**69**	**70**	**71**				
Tasso variabile							
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-
	80	**81**	**82**				

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.

20 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.

21 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Attività per imposte correnti:		
- 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**
Altri crediti:		
- 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.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura si analizza come segue:

	31.12.2012			31.12.2013		
(€ milioni)	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Interest currency swap	235	868	284	138	754	271
Currency swap	29	714	645	47	194	509
	264	**1.582**	**929**	**185**	**948**	**780**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	80	736	2	58	642	6
	80	**736**	**2**	**58**	**642**	**6**
Contratti su merci						
Over the counter	80	581	547	13	94	46
Future	5	147	4			
	85	**728**	**551**	**13**	**94**	**46**
	429	**3.046**	**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 allinearlo al valore netto di realizzo del gas quando quest'ultimo è inferiore. In caso contrario e nei limiti del costo sostenuto è prevista la ripresa di valore. 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 forniture 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

22 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.

23 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
Acconti 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 acconti e anticipi[21] di €2.450 milioni (€2.247 milioni al 31 dicembre 2012) riguardano anticipi e acconti 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 acconti 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.

Gli altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013
Debiti per attività di investimento:		
- fornitori per attività di investimento	1.626	1.480
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	440	479
- altri	37	87
	2.103	**2.046**
Altri debiti:		
- 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
	4.238	**3.573**
	6.341	**5.619**

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.

24 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
	1.622	**742**

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.

25 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
	2.162	**2.268**

26 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:

	31.12.2012			31.12.2013		
(€ milioni)	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
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**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	1		88	1		121
	1		**88**	**1**		**121**
Contratti su merci						
Over the counter	688	8.311	2.969	489	6.187	995
Future	12	382	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.

Passività non correnti

27 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)

		Valore al 31 dicembre			Scadenza					
Tipo	**Scadenza**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**Oltre**	**Totale**
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 similari 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 da	Scadenza a	Tasso (%) da	Tasso (%) a
Società emittente								
Euro Medium Term Notes								
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
	13.662	**283**	**13.945**					
Altri prestiti obbligazionari								
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
	4.194	**12**	**4.206**					
	17.856	**295**	**18.151**					

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 (%)
Società emittente						
Eni SpA	1.250	(13)	1.237	EUR	2016	0,625
Eni SpA	1.028	(25)	1.003	EUR	2015	0,250
	2.278	**(38)**	**2.240**			

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.

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:

	31.12.2012			**31.12.2013**		
(€ milioni)	**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 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.

28 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	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2013
Fondo abbandono e ripristino siti e social project	7.407		(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 arbitrali 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

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.

29 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:

	31.12.2012					31.12.2013				
(€ milioni)	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).

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
2012					
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					
Totale	**15**	**58**	**7**	**63**	**143**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		*39*	*1*	*63*	*103*
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*15*	*19*	*6*		*40*
2013					
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
Totale	**11**	**88**	**7**	**24**	**130**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		*65*	*3*	*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:

	2012				2013			
(€ milioni)	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
Rivalutazioni:								
- 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)
- Effetto dell'esperienza passata	3	28	(3)	28	(2)	(12)	(1)	(15)
- Rendimento delle attività a servizio del piano		(3)		(3)		(2)		(2)
	63	**63**	**24**	**150**	**(5)**	**(53)**	**(7)**	**(65)**

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
2012					
Tasso di sconto	(%)	3,0	1,9-15,5	3,0	1,2-3,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	2,0-14,0		
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,5-13,8	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		15-24	24	
2013					
Tasso di sconto	(%)	3,0	2,1-13,5	3,0	1,1-3,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	2,0-14,0		
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-11,0	2,0	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
2013						
Tasso di sconto	(%)	2,9-3,3	2,1-4,4	3,5-13,5	2,5-7,8	**2,1-13,5**
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,0-3,1	2,5-4,9	5,0-14,0	5,0-10,0	**2,0-14,0**
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-3,4	3,5-11,0	3,0-5,5	**0,6-11,0**
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:

	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita dei salari	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario	Tasso di crescita delle pensioni
(€ milioni)	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			

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.

30 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	10.370	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
Imposte sul reddito differite						
- 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
	10.370	**1.120**	**(1.047)**	**(504)**	**342**	**10.281**
Imposte sul reddito anticipate - Lordo						
- 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)
	(10.284)	**(3.039)**	**2.292**	**264**	**(23)**	**(10.790)**
Fondo svalutazione imposte sul reddito anticipate	**1.627**	**969**		**(27)**	**1**	**2.570**
Imposte sul reddito anticipate nette	**(8.657)**	**(2.070)**	**2.292**	**237**	**(22)**	**(8.220)**
Passività nette per imposte differite	**1.713**	**(950)**	**1.245**	**(267)**	**320**	**2.061**

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.

31 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
	1.977	**1.704**

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 si analizza come segue:

	31.12.2012			31.12.2013		
(€ milioni)	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Currency swap	42	2.055	420	53	1.075	130
Outright	1	3		36	878	
Interest currency swap				3		74
	43	**2.058**	**420**	**92**	**1.953**	**204**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	65		530	40	50	390
	65		**530**	**40**	**50**	**390**
Contratti su merci						
Over the counter	89	405	952	23	31	159
Future	1	66	9			
Altri	13		33			
	103	**471**	**994**	**23**	**31**	**159**
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	**60**			**127**		
	271	**2.529**	**1.944**	**282**	**2.034**	**753**

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.

32 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.

33 Patrimonio netto

Interessenze di terzi

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

	Utile netto		Patrimonio netto	
(€ milioni)	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
	886	**(188)**	**3.498**	**2.964**

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
	59.060	**58.210**

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.

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:

	Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge			**Strumenti finanziari disponibili per la vendita**			**Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti**			**Totale**		
(€ milioni)	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												
Utilizzo a conto economico	(78)	28	**(50)**							(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 Tigáz 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

	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
(€ milioni)	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**

34 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.

	ASA Trade SpA	
(€ milioni)	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**

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2011	2012	2013
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
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**
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			
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)	(77)
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.

35 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie si analizzano come segue:

	31.12.2012			31.12.2013		
(€ milioni)	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

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 dei 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 ottimizzi 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), accentra 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.

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%)

	2012				2013			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse [1]	8,69	1,41	3,13	1,88	3,67	1,49	2,07	2,15
Tasso di cambio [1]	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%)

	2012				2013			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali [1]	84,20	35,65	59,61	40,99	108,13	36,59	59,92	66,44
Trading [2]	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%)

	2012				2013			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica [1]					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 addizionali 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

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.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2012							
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**
	5.703	**2.222**	**4.030**	**2.182**	**2.967**	**8.325**	**25.429**
Interessi su debiti finanziari	840	725	622	550	465	1.491	**4.693**
Garanzie finanziarie	212						**212**

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2013							
Passività finanziarie a lungo termine	1.757	3.713	3.224	2.951	1.406	9.841	**22.892**
Passività finanziarie a breve termine	2.742						**2.742**
Passività per strumenti derivati	996	243	1	5		34	**1.279**
	5.495	**3.956**	**3.225**	**2.956**	**1.406**	**9.875**	**26.913**
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.

	Anni di scadenza			
(€ milioni)	**2013**	**2014-2017**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2012				
Debiti commerciali	14.993			**14.993**
Altri debiti e anticipi	8.588	19	38	**8.645**
	23.581	**19**	**38**	**23.638**

	Anni di scadenza			
(€ milioni)	**2014**	**2015-2018**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2013				
Debiti commerciali	15.529			**15.529**
Altri debiti e anticipi	8.069	18	57	**8.144**
	23.598	**18**	**57**	**23.673**

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.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	2014	2015	2016	2017	2018	Oltre	Totale
Contratti di leasing operativo non annullabili [a]	**706**	**423**	**335**	**263**	**191**	**349**	**2.267**
Costi di abbandono e ripristino siti [b]	**214**	**162**	**206**	**304**	**331**	**13.125**	**14.342**
Costi relativi a fondi ambientali [c]	**279**	**329**	**246**	**126**	**114**	**622**	**1.716**
Impegni di acquisto [d]	**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 [e]	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.

	Anni di scadenza					
(€ milioni)	2014	2015	2016	2017	Oltre	Totale
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**

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

	2012			2013		
		Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a	
(€ milioni)	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Titoli [a]				5.004	4	
- Strumenti derivati non di copertura[b]	183	(395)		(22)	(180)	
- Strumenti derivati di trading [b]	3	(13)		(61)	(8)	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli [a]	69	1		80	1	
Strumenti finanziari disponibili per la vendita:						
- Titoli [a]	235	8	16	235	7	(1)
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Partecipazioni non correnti [c]	4.782	4.717	141	2.770	456	(64)
- Partecipazioni non correnti destinate alla vendita [c]				2.131	1.702	
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti [d]	28.039	(54)		28.799	(277)	
- Crediti finanziari [a]	2.981	70		2.141	11	
- Debiti commerciali e altri debiti [e]	23.638	104		23.673	28	
- Debiti finanziari [a]	24.463	(831)		25.879	(845)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura [f]	(17)	(290)		(202)	(501)	

(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
31.12.2012			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	29.853	1.106	28.747
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	24.687	1.106	23.581
31.12.2013			
Attività finanziarie			
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
Passività finanziarie			
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:

a) livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;

b) livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);

c) livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra, gli strumenti finanziari valutati al fair value al 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
Attività correnti:					
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
Attività non correnti:					
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
Passività correnti:					
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
Passività non correnti:					
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,

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 Petrolchimico 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.

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 indagine 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 contrattista STS ("société en partecipation" 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 debitrici 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

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 interenti l'anticorruption 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

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 perfomance 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 Crotone - 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 Crotone. 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.

(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 Transitgas 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).

36 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	107.248	126.482	114.547
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	442	738	175
	107.690	**127.220**	**114.722**

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		
	19.527	**21.917**	**21.590**

I ricavi delle vendite e prestazioni di €114.547 milioni (107.248 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 (*)	547	559	785
	926	**1.546**	**1.385**

(*) 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.

37 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
	79.089	**95.768**	**90.599**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(226)	(326)	(310)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(68)	(79)	(76)
	78.795	**95.363**	**90.213**

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
	2.472	**2.571**	**2.267**

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
	4.592	**4.850**	**5.518**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(144)	(182)	(194)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(44)	(55)	(60)
	4.404	**4.613**	**5.264**

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
	73.171	**75.206**	**80.064**

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 [a] (€)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato [a] (€)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato [a] (€)
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.

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 al 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
Ammortamenti:			
- attività materiali	6.178	7.335	7.336
- attività immateriali	1.582	2.208	1.976
	7.760	**9.543**	**9.312**
Svalutazioni:			
- attività materiali	891	1.609	2.116
- attività immateriali	154	2.417	507
	1.045	**4.026**	**2.623**
a dedurre:			
- 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.

38 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2012	2013
Proventi (oneri) finanziari			
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
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- 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)**
Differenze attive (passive) di cambio			
- Differenze attive di cambio	6.191	7.010	5.481
- Differenze passive di cambio	(6.302)	(6.879)	(5.445)
	(111)	**131**	**36**
Altri proventi (oneri) finanziari			
- 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 [a]	(235)	(308)	(240)
- Altri proventi (oneri) finanziari	6	(209)	(111)
	(42)	**(298)**	**(107)**
	(1.034)	**(1.096)**	**(899)**

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, a un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

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.

39 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 perchè 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).

40 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2011	2012	2013
Imposte correnti:			
- imprese italiane	620	755	812
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	8.286	10.214	7.602
- imprese estere	635	455	299
	9.541	**11.424**	**8.713**
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	(418)	376	(196)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	936	129	756
- imprese estere	(156)	(268)	(265)
	362	**237**	**295**
	9.903	**11.661**	**9.008**

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%[22] (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
Aliquota teorica	**43,1**	**43,9**	**43,1**
Variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:			
- 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)
	12,6	**26,3**	**21,3**
	55,7	**70,2**	**64,4**

(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.

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.

41 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.
Al 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
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice e diluito		**3.622.616.182**	**3.622.764.007**	**3.622.797.043**
Utile netto di competenza Eni	(milioni di €)	**6.860**	**7.790**	**5.160**
Utile per azione semplice e diluito	(ammontari in € per azione)	**1,89**	**2,15**	**1,42**
Utile netto di competenza Eni - continuing operations	(milioni di €)	**6.902**	**4.200**	**5.160**
Utile per azione semplice e diluito	(ammontari in € per azione)	**1,90**	**1,16**	**1,42**
Utile (Perdita) netto di competenza Eni - discontinued operations	(milioni di €)	**(42)**	**3.590**	
Utile (Perdita) per azione semplice e diluito	(ammontari in € per azione)	**(0,01)**	**0,99**	

42 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power [d]	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività [d]		Utili interni	Totale	Discontinued operations [d]		Continuing operations
							Snam	Altre			Snam	Elisioni infragruppo	
2011													
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	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)	17.435	(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 [b]	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 [c]	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			
2012													
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	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 [b]	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 [c]	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.

Informazioni per settore di attività

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre	Utili interni	Totale
2013									
Ricavi netti della gestione caratteristica [a]	31.268	32.124	57.329	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	7.831	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 [b]	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 [c]	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
2011								
Attività direttamente attribuibili [a]	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
2012								
Attività direttamente attribuibili [a]	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
2013								
Attività direttamente attribuibili [a]	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.

43 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.

Rapporti commerciali e diversi

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa è la seguente:

Esercizio 2011

(€ milioni)

	31.12.2011			2011						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
Denominazione				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Continuing operations										
Imprese a controllo congiunto e collegate										
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		
Petrobel 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**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
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**	
Imprese controllate dallo Stato										
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		4	
	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**
Discontinued operations										
Imprese a controllo congiunto e collegate										
Azienda Energia e Servizi Torino SpA								**1**		
Altre (*)					1			4	1	
					1			**5**	**1**	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel						1		397	1	
Gruppo Finmeccanica					1					
Altre (*)						4		3		
					1	**5**		**400**	**1**	
					2	**5**		**405**	**2**	
Totale	**1.166**	**1.446**	**6.406**	**2.098**	**3.635**	**187**	**1.761**	**2.121**	**43**	**32**

(*) Per rapporti di importo unitario inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2012

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2012 Crediti e altre attività	31.12.2012 Debiti e altre passività	31.12.2012 Garanzie	2012 Costi Beni	2012 Costi Servizi	2012 Costi Altro	2012 Ricavi Beni	2012 Ricavi Servizi	2012 Ricavi Altro	2012 Altri proventi (oneri) operativi
Continuing operations										
Imprese a controllo congiunto e collegate										
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			
Gaz 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 Belayim 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**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
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**	
Imprese controllate dallo Stato										
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**
Fondi pensione e fondazioni		**1**				**21**				
	1.390	**1.638**	**6.478**	**2.281**	**4.209**	**135**	**2.163**	**1.620**	**56**	**10**
Discontinued operations										
Imprese a controllo congiunto e collegate										
Azienda Energia e Servizi Torino SpA								1	1	
Toscana Energia SpA								1		
Altre (*)								1		
								3	**1**	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel					87			295		
Altre (*)						1		3	1	
					87	**1**		**298**	**1**	
					87	**1**		**301**	**2**	
Totale	**1.390**	**1.638**	**6.478**	**2.281**	**4.296**	**136**	**2.163**	**1.921**	**58**	**10**

(*) Per rapporti di importo unitario inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2013

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2013 Crediti e altre attività	31.12.2013 Debiti e altre passività	31.12.2013 Garanzie	2013 Costi Beni	2013 Costi Servizi	2013 Costi Altro	2013 Ricavi Beni	2013 Ricavi Servizi	2013 Ricavi Altro	2013 Altri proventi (oneri) operativi
Imprese a controllo congiunto e collegate										
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**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
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**	
Imprese controllate dallo Stato										
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**
Fondi pensione e fondazioni		**2**			**4**	**51**				
Totale	**1.535**	**2.181**	**6.417**	**2.373**	**5.943**	**231**	**2.105**	**1.281**	**30**	**68**

(*) 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, Petrobel Belayim Petroleum Co e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi e alla Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, la fornitura di servizi da parte del settore Ingegneria & Costruzioni; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- 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 - Suporte 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.

Rapporti di natura finanziaria

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria è la seguente:

Esercizio 2011

(€ milioni)

	31.12.2011			2011		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	Proventi su partecipazioni
Imprese a controllo congiunto e collegate						
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			
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	115				4	
Unión Fenosa Gas SA		85				
Altre (*)	104	64		1	9	
	982	**444**	**1.051**	**1**	**46**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre (*)	57	59	1		3	
	57	**59**	**1**		**3**	
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti						338
						338
Totale	**1.039**	**503**	**1.052**	**1**	**49**	**338**

(*) Per rapporti di importo unitario inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2012

(€ milioni)

	31.12.2012			2012		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	Proventi su partecipazioni
Continuing operations						
Imprese a controllo congiunto e collegate						
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**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre (*)	58	49	1	1		
	58	**49**	**1**	**1**		
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	883				6	
Gruppo Snam	141				1	
	1.024				**7**	
	2.017	**403**	**829**	**4**	**53**	
Discontinued operations						
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti						2.019
						2.019
Totale	**2.017**	**403**	**829**	**4**	**53**	**2.019**

(*) Per rapporti di importo unitario inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2013

(€ milioni)

	31.12.2013			2013		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	Proventi su partecipazioni
Imprese a controllo congiunto e collegate						
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 Electrique du Congo SA	74		5			
Unión Fenosa Gas SA		120				
Altre (*)	85	42	14	72	11	
	1.095	**444**	**252**	**87**	**52**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre (*)	59	57	1		1	
	59	**57**	**1**		**1**	
Imprese controllate dallo Stato		**1**			**3**	
Totale	**1.154**	**502**	**253**	**87**	**56**	

(*) 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 Electrique 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.

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 (%)
Continuing operations									
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		
Discontinued operations									
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	(1.416)	(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	..

44 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.

45 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.

46 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.