

(che può essere esteso a 3 anni), rinuncerà a proseguire l'azione penale nei confronti di Snamprogetti Netherlands BV. Per quanto riguarda la transazione con la US SEC anche questa definita nel luglio 2010, Snamprogetti Netherlands BV ed Eni (in qualità di controllante e società quotata al NYSE) hanno acconsentito, senza ammissione di responsabilità, al deposito di un atto di citazione e alla pronuncia di una sentenza per asserita violazione di alcune norme del Security Exchange Act del 1934, e hanno pagato alla SEC 125 milioni di dollari in relazione al profitto percepito. Anche questo ammontare trova copertura nel fondo rischi stanziato ed è stato pagato da Eni in relazione agli obblighi contrattuali di indennizzo nei confronti di Saipem.

Il procedimento in Italia: la vicenda TSKJ ha determinato, sin dal 2004, indagini contro ignoti da parte della Procura della Repubblica di Milano. A partire dal 10 marzo 2009 la società ha ricevuto richieste di esibizione documenti da parte della Procura della Repubblica di Milano. 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.

Non si può escludere un esito negativo dei procedimenti che potrebbero avere un significativo impatto economico per la società. In ogni caso, allo stato attuale, l'eventuale onere in caso di esito negativo, data la complessità delle analisi in fatto e in diritto (anche su questioni pregiudiziali inerenti giurisdizione e prescrizione) non è oggettivamente determinabile.

In data 12 agosto 2009, il Giudice per le Indagini Preliminari del Tribunale di Milano (GIP) ha notificato a Eni (e in data 31 luglio 2009 a Saipem – in quanto incorporante di Snamprogetti) un decreto con il quale veniva fissata l'udienza in camera di consiglio in relazione a un procedimento instaurato ex D.Lgs. n. 231 del 2001 nei confronti di Eni SpA e Saipem SpA per responsabilità amministrativa in relazione a reati di corruzione internazionale aggravata ascritti a ex dirigenti di Snamprogetti. L'udienza faceva seguito alla richiesta formulata dalla Procura della Repubblica di Milano 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.

Nel merito, la misura cautelare richiesta dalla Procura aveva ad oggetto la condotta del consorzio TSKJ nel periodo dal 1995 al 2004. In relazione agli eventi in esame, la Procura ha rilevato 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.

In linea di fatto va rilevato che, già al tempo degli eventi in esame, la società adottava un codice di comportamento e procedure aziendali specifiche, prendendo a riferimento le best practice dell'epoca. Tali codici e procedure, successivamente, hanno subito un'evoluzione finalizzata al continuo miglioramento del controllo interno; tra l'altro, con l'approvazione del nuovo Codice Etico e del nuovo Modello 231 in data 14 marzo 2008, si è ribadito che in nessun modo la convinzione di agire a vantaggio o nell'interesse di Eni può giustificare, nemmeno in parte, l'adozione di comportamenti in contrasto con i principi e i contenuti del Codice.

All'esito dell'udienza del 21 ottobre 2009, con decisione del 17 novembre 2009, il GIP ha respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva presentata dalla Procura della Repubblica di Milano nei confronti di Eni e Saipem. In seguito ad impugnazione proposta dalla citata Procura, la questione si è protratta sino al giudizio di legittimità dinanzi la Corte di Cassazione che, accogliendo il ricorso avanzato dalla Procura della Repubblica di Milano, ha deciso che la richiesta di misura cautelare fosse (in diritto) ammissibile, ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001, anche nelle ipotesi di reato di corruzione internazionale, rimettendone la decisione di merito al Tribunale del Riesame di Milano. Tuttavia, in data 18 febbraio 2011, la Procura della Repubblica di Milano, a fronte del deposito da parte di Snamprogetti Netherlands BV di una cauzione pari a 24.530.580 euro, anche nell'interesse di Saipem SpA, ha emesso un atto di rinuncia all'impugnazione – sia nei confronti di Eni SpA, sia nei confronti di Saipem SpA – dell'ordinanza con la quale il GIP aveva respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva. Pertanto, il Tribunale del Riesame, all'esito dell'udienza del 22 febbraio 2011, preso atto della rinuncia, ha dichiarato inammissibile l'appello della Procura della Repubblica di Milano. Si è così chiuso il procedimento relativo alla richiesta di misura cautelare interdittiva nei confronti di Eni SpA e Saipem SpA.

In data 3 novembre 2010, è stato notificato, al difensore di Saipem SpA, l'avviso di conclusione delle indagini relativo al procedimento pendente presso il Tribunale di Milano. Nell'atto si rilevano le contestazioni mosse nei confronti di cinque ex dipendenti di Snamprogetti (oggi Saipem) e di Saipem SpA come persona giuridica in quanto incorporante Snamprogetti. L'atto non riguarda la persona giuridica di Eni.

I fatti contestati sono i 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. In data 3 dicembre 2010, è stato notificato, al difensore della Saipem, l'avviso di fissazione dell'udienza preliminare per il 20 dicembre 2010, con allegata richiesta di rinvio a giudizio.

Nel corso delle successive udienze, sono state esposte le tesi delle parti e all'udienza del 26 gennaio 2011 il Giudice per l'Udienza Preliminare ha disposto il rinvio a giudizio dei cinque ex dipendenti di Snamprogetti e di Saipem SpA come persona giuridica in quanto incorporante Snamprogetti. La prima udienza dibattimentale avanti il Tribunale di Milano si è tenuta il 10 maggio 2011. Nel corso dell'udienza del 2 febbraio 2012, la Procura, pur rilevando che sarebbe già decorso il termine di prescrizione per quanto concerne le persone fisiche indagate, ha sollevato eccezione di incostituzionalità della normativa italiana sulla stessa prescrizione, ritenendola in contrasto con le normative internazionali ed in particolare con la convenzione OCSE in materia di lotta alla corruzione internazionale. Alla successiva udienza dell'8 marzo 2012, le difese hanno replicato alla richiesta della Procura di sollevare la questione di incostituzionalità sulla cd. "prescrizione breve", con riferimento al reato di corruzione internazionale. L'udienza per la decisione sull'ammissibilità dell'eccezione di costituzionalità è stata rinviata al 5 aprile 2012.

Si segnala che i Consigli di Amministrazione di Eni nel 2009 e, successivamente, nel 2010 di Saipem hanno approvato nuove linee guida e principi anti-corruzione attraverso cui il business di Eni e Saipem deve esser svolto. Le linee guida hanno integrato il sistema anticorrittivo delle società in linea con le best practice internazionali, ottimizzando il sistema di compliance e assicurando il massimo rispetto, da parte di Eni e Saipem e del loro personale, del Codice Etico, del Modello 231 e delle Leggi Anti-Corruzione nazionali e internazionali.

- (iv) **Misurazione del gas.** Nel maggio 2007 è stato notificato, a Eni ed altre società del Gruppo, un provvedimento di sequestro di documenti nell'ambito del procedimento n. 11183/06 RGNR avviato dalla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano. L'atto è stato notificato anche a cinque top manager del Gruppo oltre a società terze e loro dirigenti. Nell'atto istruttorio sono ipotizzati 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 riferiscono, 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).

In data 26 novembre 2009, è stato notificato l'avviso di conclusione delle indagini preliminari ai sensi dell'art. 415-bis c.p.p. nel quale risultano sottoposti a indagine n. 12 dipendenti o ex dipendenti di Eni e altre società del Gruppo. I rilievi sollevati nell'avviso riguardano, in larga parte, (i) violazioni nell'accertamento e/o pagamento dell'accisa sul gas naturale per l'importo complessivo di 20,2 miliardi di euro e (ii) violazioni od omissione della dichiarazione annuale di consumo del gas naturale e/o delle dichiarazioni da rivolgere all'Agenzia delle Dogane e/o all'AEEG, nonché (iii) il correlato asserito ostacolo all'esercizio delle funzioni di vigilanza dell'Autorità. In relazione a tale procedimento, in data 22 febbraio 2011, è stato notificato avviso di fissazione dell'udienza preliminare per il procedimento a carico di 12 dipendenti o ex dipendenti di Eni e altre società del Gruppo. L'udienza preliminare, che allo stato non riguarda le persone giuridiche, fissata per il 12 maggio 2011, è stata rinviata al 14 giugno 2011 e, successivamente, per motivi di notifica dell'avviso di conclusione delle indagini, al 28 giugno e al 12 luglio 2011. Nell'ambito di tale procedimento, in data 31 maggio 2011, il Pubblico Ministero, a seguito della modifica dell'assetto normativo, ha emesso richiesta di archiviazione per la posizione di due dipendenti SRG con riferimento al reato di cui all'art. 472 c.p. (uso di strumenti di misurazione alterati nell'attività commerciale) relativamente alla stazione di misura di Mazara del Vallo).

Nel corso dell'udienza del 12 luglio 2011 si sono concluse le discussioni delle parti e il Giudice per l'Udienza Preliminare ha rinviato al 5 ottobre 2011 per eventuali repliche del Pubblico Ministero. Nel corso di tale udienza la Procura della Repubblica, anche alla luce delle memorie depositate dalle difese, ha formulato:

- richiesta di non doversi procedere per tutti i capi d'imputazione a carico di uno dei dirigenti della Divisione G&P in relazione al reato di cui all'art. 2638, comma 1 c.c. (Ostacolo all'esercizio delle funzioni delle autorità pubbliche di vigilanza) con riferimento agli anni 2006, 2007, 2008, perché il fatto non sussiste;
- richiesta di non doversi procedere per tutti i capi d'imputazione a carico di un'ulteriore posizione relativa a GreenStream BV in relazione all'art. 40, comma 1 lett. b, del D.Lgs. n. 504/1995 (Sottrazione all'accertamento o al pagamento dell'accisa sugli oli minerali) e all'art. 2638, comma 1 c.c. (Ostacolo all'esercizio delle funzioni delle autorità pubbliche di vigilanza) perché all'epoca della consumazione dei reati contestati la persona non era il rappresentante legale della GreenStream BV;
- richiesta di non doversi procedere per una posizione di Snam Rete Gas solo con riferimento all'art. 2638, comma 2 c.c. (Ostacolo all'esercizio delle funzioni delle autorità pubbliche di vigilanza) limitatamente alla violazione di cui all'omessa comunicazione dell'AEEG di cui alla Delibera 137/02 art. 7 comma 4 lettera b, perché il fatto non sussiste.

L'udienza del 5 ottobre 2011 è stata rinviata all'udienza del 4 novembre 2011 nel corso della quale i difensori hanno esposto le loro repliche alle memorie del Pubblico Ministero. All'esito delle discussioni, il Giudice per l'Udienza Preliminare ha rinviato la causa al 24 gennaio 2012. Nel corso di tale udienza, è stata pronunciata sentenza di "non luogo a procedere" nei confronti di tutti gli indagati, nonché, contestualmente, disposto il dissequestro degli strumenti di misura già sottoposti a sequestro. Il 7 marzo 2012 è stato notificato, presso i legali esterni che difendono la società, il Ricorso per Cassazione depositato dal Pubblico Ministero di Milano che non riguarda tutti gli indagati prosciolti, ma solo alcune posizioni. Si attende l'avviso di fissazione dell'udienza avanti la Corte di Cassazione.

In data 23 febbraio 2010, è stata notificata una richiesta di esibizione di documenti concernente le modalità di costituzione, definizione, aggiornamento e attuazione del Modello 231 di Eni per gli anni dal 2003 al 2008. Analoga richiesta è stata notificata alla Snam Rete Gas e ad Italgas.

In data 18 maggio 2010, è stata trasmessa dai difensori la richiesta di archiviazione formulata dalla Procura della Repubblica di Milano relativa a diverse posizioni. La richiesta di archiviazione riguarda, anche, una posizione di vertice per la quale la Procura non ha individuato elementi utili per sostenere l'accusa in un eventuale giudizio. La richiesta è stata preceduta da un provvedimento di stralcio delle posizioni archiviate dal procedimento principale. In data 24 gennaio 2012, il Giudice per le Indagini Preliminari ha disposto l'archiviazione di tali posizioni.

In data 20 dicembre 2010, nell'ambito di un ulteriore stralcio del procedimento principale sul tema accise, la Procura della Repubblica di Milano ha notificato, a n. 9 dipendenti ed ex dipendenti di Eni, in particolare della Divisione Gas & Power, l'avviso di conclusione delle indagini con riferimento al reato di cui all'art. 40 ("Sottrazione all'accertamento o al pagamento dell'accisa sugli oli minerali") del D.Lgs. 26 ottobre 1995 n. 504. L'atto, inoltre, contesta la sottrazione all'accertamento e al pagamento di accise per un importo, rispettivamente, di 0,47 miliardi e di 1,3 miliardi di euro. L'Agenzia delle Dogane di Milano, competente per il recupero dei tributi evasi, a fronte della documentazione prodotta da Eni, con il Verbale di constatazione del 1° agosto 2011 ha ridotto la contestazione contenuta negli atti della Procura a circa 114 milioni di euro di maggiore imposta, riservandosi di riformulare la contestazione amministrativa sulla base delle eventuali nuove risultanze del processo penale. L'atto non è stato notificato alla società poiché si ritiene si tratti di tema non attinente al D.Lgs. 231 del 2001. In data 6 giugno 2011 è stato notificato, ai difensori dei 9 indagati, l'avviso di fissazione dell'udienza preliminare per il 28 ottobre 2011. Nel corso dell'udienza del 28 ottobre 2011 le difese, al fine di poter valutare compiutamente i fatti oggetto del procedimento penale, hanno chiesto un congruo rinvio al fine di poter proseguire l'udienza preliminare solo dopo aver acquisito le determinazioni del "tavolo tecnico" attualmente in corso tra Agenzia delle Dogane, AEEG e ANIGAS. Si sono svolte le discussioni del Pubblico Ministero e delle difese all'esito delle quali il Giudice per l'Udienza Preliminare ha rinviato la causa al 7 maggio 2012 pronunciando ordinanza ai sensi dell'art. 422 c.p.p. con la quale ha disposto, quale attività d'integrazione probatoria, l'audizione del Direttore dell'Area Procedure e Controlli Settore Accise dell'Agenzia delle Dogane Direzione Regionale per la Lombardia.

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

NV, l'ufficio della Finance Police kazaka ha comunicato di aver adottato la decisione di chiudere il caso.

- (vi) **Kazakhstan.** In data 1° ottobre 2009, è pervenuta dalla Procura della Repubblica di Milano una richiesta di consegna ai sensi dell'art. 248 del codice di procedura penale. Nel provvedimento, emesso nell'ambito di un procedimento penale contro ignoti, è richiesta a Eni SpA la trasmissione – con riferimento a "ipotesi di corruzione internazionale, appropriazione indebita e altri reati" – di "rapporti di audit e ogni altra documentazione in Vostro possesso concernente anomalie di gestione e/o criticità segnalate in relazione a: 1. Impianto di Karachaganak; 2. progetto Kashagan." 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. Al fine di adempiere tempestivamente alla richiesta della Procura, è stata avviata la raccolta della documentazione e, in fasi successive, Eni ha proceduto al deposito della documentazione fino a quel momento raccolta, riservandosi il deposito di ogni ulteriore documentazione in corso di raccolta. Eni continua a fornire piena collaborazione all'Autorità Giudiziaria. Il 29 novembre 2010, la Guardia di Finanza di Milano ha richiesto di sentire manager Eni in merito all'evoluzione intervenuta nella gestione dei contratti di appalto assegnati da Agip KCO ai consorzi NCC e OIC. Successivamente, la Polizia Tributaria di Milano ha convocato due manager per essere sentiti in merito all'indagine avviata dalla Procura di Milano.
- (vii) **Algeria.** In data 4 febbraio 2011 è pervenuta, dalla Procura della Repubblica di Milano, una Richiesta di consegna ai sensi dell'art. 248 del codice di procedura penale. Nel provvedimento è richiesta la trasmissione – con riferimento a "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). Tale richiesta è stata trasmessa per competenza a Saipem SpA in data 4 febbraio 2011. 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. Al fine di adempiere, tempestivamente, alla richiesta della Procura, è stata quindi avviata la raccolta della documentazione e, il 16 febbraio 2011, Saipem ha proceduto al deposito di quanto richiesto. Eni, in un'ottica di massima collaborazione, ha provveduto al deposito di documentazione relativa al progetto MLE (al quale partecipa la Divisione E&P) non esplicitamente menzionato nella richiesta della Procura, ma sul quale risulta siano in corso indagini in Algeria. Eni e Saipem continuano a fornire la piena collaborazione all'Autorità Giudiziaria. Saipem non ha ricevuto alcuna ulteriore richiesta in merito.
- (viii) **Libia.** In data 10 giugno 2011, Eni ha ricevuto, da parte della US SEC, una richiesta giudiziale formale (subpoena) di produzione documentale relativa alle attività Eni in Libia dal 2008 ad oggi. La richiesta si riferisce a un'indagine in corso senza ulteriori precisazioni né ipotesi specifiche di violazioni ipotizzate e ha per oggetto "certain illicit payments to Libyan officials" in possibile violazione del Foreign Corruption Practice Act. A fine dicembre 2011, è stata ricevuta una richiesta informale d'integrazione della documentazione prodotta in risposta al subpoena notificato in giugno. Eni sta pienamente collaborando con gli uffici della SEC.
- (ix) **Iraq.** In data 21 giugno 2011, è stato notificato, presso gli uffici di Eni Zubair SpA e presso gli uffici di Saipem SpA di Fano, un decreto di perquisizione dell'ufficio di alcuni dipendenti del gruppo e di società terze in relazione a ipotesi di reato "al fine di influire illecitamente nell'aggiudicazione di gare all'estero" – in particolare, per attività in Iraq – "in cui sono coinvolte, come stazione appaltante, società del Gruppo Eni." La perquisizione ha riguardato, unicamente, gli uffici (e anche le abitazioni private) di alcuni dipendenti del gruppo (un dipendente di Eni Zubair e un dirigente di Saipem) e di società terze. I reati contestati sono associazione a delinquere e corruzione in relazione all'attività di Eni Zubair in Iraq e di Saipem nel progetto "Jurassic" in Kuwait. Alla luce delle contestazioni descritte nell'atto Eni Zubair, Eni e Saipem appaiono parti lese dai comportamenti contestati ai propri dipendenti, qualificati come "dirigenti infedeli del Gruppo Eni" nell'atto della Procura della Repubblica di Milano; il dipendente di Eni Zubair si è dimesso e la società, nell'accettare le dimissioni, si è riservata di agire nei suoi confronti a tutela dei propri diritti 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 avviato una verifica, incaricando una società di consulenza esterna che ha prodotto un audit preliminare che sarà integrato da ulteriori elementi in fase di acquisizione. 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. L'audit svolto non ha fatto emergere elementi di rilievo né tantomeno penalmente rilevanti in relazione al dipendente coinvolto; pertanto, il dipendente di Saipem SpA coinvolto nella vicenda, che nel frattempo era stato sospeso in via cautelare, è stato riammesso in servizio e destinato ad altro incarico. Il Pubblico Ministero incaricato delle indagini ha disposto il dissequestro della documentazione in possesso del dipendente relativamente alla stessa vicenda. In data 2 marzo 2012, è stata notificata a Saipem SpA la richiesta di proroga del termine di durata delle indagini preliminari presentata dal Pubblico Ministero.

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 di euro 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. Il Comune ha presentato appello presso la competente Commissione Tributaria Regionale che con sentenza del gennaio 2003 ha respinto l'appello confermando la sentenza di primo grado. 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 con sentenza del 19 gennaio 2009 depositata il 14 dicembre 2009. 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 per le medesime piattaforme petrolifere chiedendo il pagamento di una somma complessiva di circa 24 milioni di euro 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. Il giudizio prosegue in appello presso la Commissione Tributaria di grado superiore. Analoghi avvisi di accertamento relativi a piattaforme petrolifere Eni in Mare Adriatico sono stati notificati dai Comuni di Tortoreto, Falconara Marittima, Pedaso e, nel 2009, Gela. Le somme contestate ammontano complessivamente a circa 7,5 milioni di euro. La Società ha presentato ricorso contro tutti gli avvisi di accertamento.

Estero

- (i) **Contenzioso Karachaganak.** Il 14 dicembre 2011 il consorzio di compagnie internazionali che opera il giacimento Karachaganak (Eni co-operatore con il 32,5%) e la Repubblica del Kazakhstan hanno firmato un settlement agreement vincolante per la chiusura del contenzioso contrattuale e vari contenziosi in materia fiscale. L'accordo è atteso perfezionarsi entro giugno 2012 subordinatamente al verificarsi di alcune condizioni. In particolare, le Autorità fiscali del Kazakhstan avevano contestato presunti omessi versamenti di imposte sul reddito e altre imposte per gli esercizi a partire dal 2000 fino a tutto il 2009 imputabili alle società Eni Agip Karachaganak BV e Karachaganak Petroleum Operating BV, rispettivamente azionista e società operatrice del contratto di Karachaganak. In un momento successivo, le Autorità kazakhe avevano contestato anche la recuperabilità contrattuale di alcuni costi sostenuti dalla società operatrice nel periodo dal 2003 fino a tutto il 2009. A fronte dei predetti contenziosi fiscali e considerando i termini dell'accordo Eni ha sostenuto oneri e adeguato il relativo fondo rischi per un ammontare complessivo di 32 milioni di dollari. Per maggiori informazioni sull'accordo si rinvia alla sezione Andamento Operativo - Settore Exploration & Production - Notizie Paese, nella Relazione sulla Gestione.
- (ii) **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 un accantonamento al fondo rischi.

6. Contenziosi chiusi

Nel corso dell'esercizio 2011 si sono estinti i seguenti contenziosi segnalati nella relazione finanziaria annuale 2010 (nota n. 34):

1. Ambiente

1.1 Contenziosa penale

Eni SpA

(i) *Subsidenza;*

(ii) *Presunto danneggiamento - Ente procedente: Procura della Repubblica di Gela;*

(iii) *Incendio colposo nella Raffineria di Gela.*

Tali contenziosi si sono estinti senza conseguenze per Eni.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrari

Syndial SpA (ex EniChem SpA)

- (i) *Serfactoring SpA: cessione crediti.* In relazione a tale procedimento, Serfactoring, Syndial e Agrifactoring hanno raggiunto un accordo transattivo, perfezionato in data 29 luglio 2011, sulla base del quale, a chiusura del contenzioso in essere tra le parti e a saldo e stralcio di ogni pretesa avanzata da Agrifactoring nei confronti di Serfactoring e Syndial, Serfactoring ha corrisposto ad Agrifactoring la somma complessiva di 65 milioni di euro. Tale importo trova piena copertura nel fondo rischi già accantonato da Eni.

5. Contenziosi fiscali

Italia

Eni SpA e Eni Adfin SpA

- (ii) *Contestazione relativamente alle dichiarazioni dei redditi presentate da Padana Assicurazioni.* Nel corso del 2011 è stato definito il contenzioso con l'Agenzia delle Entrate relativo alle dichiarazioni dei redditi presentate dalla società Padana Assicurazioni SpA per i periodi d'imposta 2005, 2006 e 2007 in relazione alle quali l'Agenzia aveva contestato l'indebita deduzione di costi e la valorizzazione del ramo d'azienda rischi industriali, trasferito nel 2007 alla società Eni Insurance Ltd. Le contestazioni sono state definite mediante il pagamento di complessivi 46,7 milioni di euro utilizzando il relativo fondo rischi stanziato nel 2010.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e in alcune attività dei settori Gas & Power 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 buy-back 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). Con riferimento allo stoccaggio del gas naturale in Italia, l'attività è svolta sulla base di concessioni di durata originariamente non superiore a venti anni rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Economico ai soggetti che presentano i requisiti di idoneità previsti dalle norme applicabili e che dimostrano di poter svolgere, nel pubblico interesse, un programma di stoccaggio rispondente alle disposizioni di legge. Il concessionario ha tuttavia diritto a non più di due proroghe di dieci anni qualora abbia eseguito i programmi di stoccaggio e adempiuto tutti gli altri obblighi derivanti dalla concessione. Nel settore Gas & Power l'attività di distribuzione gas è svolta in regime di concessione tramite affidamento del servizio su base comunale. Nel corso del 2011 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale un apposito decreto con il quale sono stati istituiti 177 ambiti territoriali minimi di dimensione sovracomunale (ATM) in base ai quali dovranno essere necessariamente assegnate le nuove concessioni. Alla scadenza delle precedenti concessioni al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione al gestore subentrante, è riconosciuto un valore di rimborso definito con i criteri della stima industriale. Le tariffe del servizio di distribuzione sono definite sulla base di una metodologia stabilita dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. La normativa prevede l'affidamento del servizio di distribuzione esclusivamente con gara, per una durata massima di 12 anni. 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.

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 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

Il Decreto Legislativo n. 216 del 4 aprile 2006 ha recepito la direttiva Emission Trading 2003/87/CE in materia di emissioni dei gas ad effetto serra e la direttiva 2004/101/CE relativa all'utilizzo di crediti di carbonio derivanti da progetti basati sui meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto. Dal 1° gennaio 2005 è operativo lo Schema Europeo di Emission Trading (ETS), in relazione al quale il 27 novembre 2008 è stata emanata la Delibera n. 20/2008 dal Comitato nazionale Emissions Trading Scheme (Minambiente-Mse) recante l'assegnazione agli impianti esistenti dei permessi di emissione per il quinquennio 2008-2012. A Eni sono stati assegnati permessi di emissione equivalenti a 127,3 milioni di tonnellate di anidride carbonica (di cui 25,8 per il 2008, 25,8 per il 2009, 25,5 per il 2010, 25,3 per il 2011, 24,9 per il 2012), a cui vanno aggiunti circa 3,8 milioni di permessi di emissione agli impianti "nuovi entranti" nel corso del quinquennio 2008-2012. Le quote relative ai "nuovi entranti" includono solo quelle fisicamente assegnate e iscritte nel registro delle emissioni. Nell'esercizio 2011 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, inferiori rispetto ai permessi di emissione assegnati. A fronte di 24,2 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 26,4 milioni di permessi di emissione, facendo registrare un surplus di 2,2 milioni di tonnellate. A tale surplus si aggiungono circa 0,16 milioni di permessi di emissione – in entrata nelle disponibilità Eni – dal contratto di Virtual Power Plan GDF Suez Energia Italia, prioritariamente destinati alla copertura delle centrali di EniPower. Il surplus complessivo, pertanto, risulta pari a circa 2,3 milioni di tonnellate.

15 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	83.519	98.864	109.147
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	(292)	(341)	442
	83.227	98.523	109.589

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

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Accise	12.122	11.785	11.863
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	1.680	1.868	2.470
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	2.435	2.996	3.375
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	1.531	2.150	1.810
Vendite in conto permuta di altri beni	55	79	9
	17.823	18.878	19.527

I ricavi delle vendite e prestazioni di 109.147 milioni di euro comprendono i ricavi di commessa riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per 10.510 milioni di euro (rispettivamente 8.349 e 8.779 milioni di euro nel 2009 e 2010) e i ricavi derivanti dalla costruzione e dal potenziamento delle infrastrutture di distribuzione connessi agli accordi per servizi in concessione per 364 milioni di euro (357 milioni di euro nel 2010).

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 41 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali	306	266	114
Proventi per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting	148	50	99
Locazioni e affitti di azienda	100	84	97
Indennizzi	54	47	67
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	31	52	28
Altri proventi (*)	479	457	528
	1.118	956	933

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

Le plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali di 114 milioni di euro riguardano per 74 milioni di euro asset del settore Exploration & Production.

16 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	40.311	48.261	60.724
Costi per servizi	13.520	15.400	14.034
Costi per godimento di beni di terzi	2.567	3.066	3.113
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	1.055	1.407	551
Altri oneri	1.527	1.309	1.214
	58.980	69.443	79.636
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(576)	(243)	(375)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(53)	(65)	(70)
	58.351	69.135	79.191

I costi per servizi comprendono compensi di intermediazione riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per 12 milioni di euro (79 e 26 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010).

I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione all'attivo patrimoniale ammontano a 191 milioni di euro (207 e 221 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono canoni per contratti di leasing operativo per 1.305 milioni di euro (1.220 e 1.400 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010) e royalties su prodotti petroliferi estratti per 1.295 milioni di euro (641 e 1.214 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010). I pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Pagabili entro:			
1 anno	886	1.023	839
da 2 a 5 anni	2.335	2.278	1.385
oltre 5 anni	1.034	752	255
	4.255	4.053	2.479

I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi. Il decremento dei pagamenti minimi futuri dovuti di 1.574 milioni di euro comprende gli effetti relativi all'esclusione dall'area di consolidamento per cessione del 100% delle società Eni Gas Transport International SA e Eni Gas Transport Deutschland SpA (1.086 milioni di euro).

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza di 551 milioni di euro (1.055 e 1.407 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010) riguardano in particolare l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di 184 milioni di euro (accantonamenti netti di 258 e 1.352 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010) e l'accantonamento netto al fondo rischi per contenziosi di 160 milioni di euro (accantonamento netto di 333 milioni di euro e utilizzo netto di 185 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 - Fondi per rischi e oneri.

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Salari e stipendi	3.330	3.565	3.704
Oneri sociali	706	714	760
Oneri per programmi per benefici ai dipendenti	137	164	158
Altri costi	342	600	360
	4.515	5.043	4.982
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(280)	(209)	(185)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(54)	(49)	(48)
	4.181	4.785	4.749

Gli altri costi di 360 milioni di euro (342 e 600 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010) comprendono oneri per programmi a contributi definiti per 113 milioni di euro (122 e 104 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010) e oneri per esodi agevolati per 209 milioni di euro (134 e 423 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010).

Gli oneri per programmi per benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 28 - 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)	2009	2010	2011
Dirigenti	1.653	1.569	1.580
Quadri	13.255	13.122	13.324
Impiegati	37.207	37.589	38.590
Operai	26.533	26.550	25.819
	78.648	78.830	79.313

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

Stock option

Nel 2009 Eni ha dato discontinuità al piano di incentivazione manageriale basato sull'assegnazione di stock option ai dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del Codice Civile. Seguono le informazioni sull'attività residua dei piani relativi agli esercizi passati.

Al 31 dicembre 2011 sono in essere n. 11.873.205 opzioni per l'acquisto di n. 11.873.205 azioni ordinarie di Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si analizzano per anno di assegnazione come segue:

	Numero di diritti di opzione in essere al 31 dicembre 2011	Prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità in essere al 31 dicembre 2011 (euro)
Assegnazione 2004	628.100	16,576
Assegnazione 2005	3.281.500	22,514
Assegnazione 2006	2.201.950	23,121
Assegnazione 2007	1.876.980	27,451
Assegnazione 2008	3.884.675	22,540
	11.873.205	

Al 31 dicembre 2011 la vita utile residua delle opzioni è di 7 mesi per il piano 2004, di 1 anno e 7 mesi per il piano 2005, di 7 mesi per il piano 2006, di 1 anno e 7 mesi per il piano 2007 e di 2 anni e 7 mesi per il piano 2008.

Il piano di stock option più recente 2006-2008 prevede che le opzioni possono essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (vesting period) e per un periodo massimo di tre anni a un prezzo corrispondente alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione ("strike price").

L'evoluzione dei piani di stock option nel 2011 è costituita dal carry-over dei piani precedenti, come di seguito illustrato:

	2009			2010			2011		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato ⁽ⁱ⁾ (euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato ⁽ⁱⁱ⁾ (euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Prezzo di mercato ⁽ⁱⁱⁱ⁾ (euro)
Diritti esistenti al 1° gennaio	23.557.425	23,540	16,556	19.482.330	23,576	17,811	15.737.120	23,005	16,398
Diritti esercitati nel periodo	(2.000)	13,743	16,207	(88.500)	14,941	16,048	(208.900)	14,333	16,623
Diritti decaduti nel periodo	(4.073.095)	13,374	14,866	(3.656.710)	26,242	16,918	(3.655.015)	23,187	17,474
Diritti esistenti al 31 dicembre	19.482.330	23,576	17,811	15.737.120	23,005	16,398	11.873.205	23,101	15,941
di cui: esercitabili al 31 dicembre	7.298.155	21,843	17,811	8.896.125	23,362	16,398	11.863.335	23,101	15,941

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 era di 2,01 euro per azione nel 2004, di 3,33 euro per azione nel 2005, la media ponderata per il numero di azioni di 2,89 euro per azione nel 2006, la media ponderata per il numero di azioni di 2,98 euro per azione nel 2007 e la media ponderata per il numero di azioni di 2,60 euro per azione nel 2008. Il valore di mercato è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

		2004	2005	2006	2007	2008
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,2	2,5	4,0	4,7	4,9
Durata	(anni)	8	8	6	6	6
Volatilità implicita	(%)	19,0	21,0	16,8	16,3	19,2
Dividendi attesi	(%)	4,5	4,0	5,3	4,9	6,1

Il costo dei piani di stock option di competenza dell'esercizio ammonta a 3 milioni di euro (12 milioni di euro nel 2009 e nel 2010).

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 35, 33 e 34 milioni di euro rispettivamente per il 2009, il 2010 e il 2011 e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Salari e stipendi	20	20	21
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1	1
Altri benefici a lungo termine	10	10	10
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro			2
Stock option	4	2	
	35	33	34

Compensi spettanti agli Amministratori e ai Sindaci

I compensi spettanti agli Amministratori ammontano a 9,9, 9,7 e 8,4 milioni di euro rispettivamente per gli esercizi 2009, 2010 e 2011. I compensi spettanti ai Sindaci ammontano a 0,475, 0,511 e 0,513 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2009, 2010 e 2011.

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 di euro)	2009	2010	2011
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura	66	111	135
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di trading		7	53
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(11)	13	(17)
	55	131	171

I proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati non di copertura riguardano la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS. Inoltre, in questa voce sono classificati anche i proventi (oneri) da valutazione a fair value di derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas nel settore Exploration & Production (oneri per 4 milioni di euro).

I proventi netti su strumenti finanziari derivati di trading riguardano la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dal settore Gas & Power per la gestione attiva del margine come previsto dal nuovo modello di business del Mercato.

I proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dal settore Gas & Power.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Ammortamenti:			
- attività materiali	6.658	7.141	6.544
- attività immateriali	2.110	1.744	1.758
	8.768	8.885	8.302
Svalutazioni:			
- attività materiali	990	257	891
- attività immateriali	62	441	154
	1.052	698	1.045
a dedurre:			
- rivalutazioni di attività materiali	(1)		(15)
- rivalutazioni di attività immateriali			(9)
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(4)	(2)	(3)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(2)	(2)	(2)
	9.813	9.579	9.318

12 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	5.950	6.117	6.379
Oneri finanziari	(6.497)	(6.713)	(7.396)
	(547)	(596)	(1.017)
Strumenti finanziari derivati	(4)	(131)	(112)
	(551)	(727)	(1.129)

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

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(423)	(551)	(610)
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(330)	(215)	(312)
- Interessi attivi verso banche	33	18	22
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	47	21	19
	(673)	(727)	(881)
Differenze attive (passive) di cambio			
- Differenze attive di cambio	5.572	5.897	6.191
- Differenze passive di cambio	(5.678)	(5.805)	(6.302)
	(106)	92	(111)
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	223	187	149
- Proventi su partecipazioni	163		
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	39	73	75
- Interessi su crediti d'imposta	4	2	2
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(218)	(251)	(247)
- Altri proventi (oneri) finanziari	21	28	(4)
	232	39	(25)
	(547)	(596)	(1.017)

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

I proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Strumenti finanziari derivati su valute	40	(111)	29
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(52)	(39)	(141)
Opzioni su titoli	8	19	
	(4)	(131)	(112)

Gli oneri netti su strumenti finanziari derivati di 112 milioni di euro (4 e 131 milioni di euro rispettivamente nel 2009 e nel 2010) si determinano principalmente per la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura gli strumenti finanziari derivati comporta la rilevazione delle differenze 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.

■ Proventi (oneri) su partecipazioni

Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto si analizza come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	693	717	678
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(241)	(149)	(106)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	(59)	(31)	(28)
	393	537	544

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 17 - Partecipazioni.

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

Gli altri proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Dividendi	164	264	659
Plusvalenze nette da vendita	16	332	1.125
Altri proventi (oneri) netti	(4)	23	(157)
	176	619	1.627

I dividendi di 659 milioni di euro riguardano essenzialmente la Nigeria LNG Ltd (483 milioni di euro), la Trans Austria Gasleitung GmbH (82 milioni di euro) e la Saudi European Petrochemical Company "IBN ZAHR" (67 milioni di euro).

Le plusvalenze nette da vendite relative al 2011 di 1.125 milioni di euro riguardano essenzialmente la cessione del 100% di Eni Gas Transport International SA (647 milioni di euro), dell'89% (intera quota posseduta) di Trans Austria Gasleitung GmbH (338 milioni di euro), del 100% di Gas Brasileiro Distribuidora SA (50 milioni di euro) e del 46% (intera quota posseduta) di Transitgas AG (34 milioni di euro). Le plusvalenze da vendite relative al 2010 di 332 milioni di euro riguardano essenzialmente la cessione del 100% della Società Padana Energia SpA (169 milioni di euro), la cessione del controllo (25%) della GreenStream BV (93 milioni di euro) e la cessione del 100% della Distri RE SA (47 milioni di euro).

Le plusvalenze da vendite relative al 2009 di 16 milioni di euro comprendono 10 milioni di euro relativi alla revisione del prezzo di vendita della Gaztransport et Technigaz SAS avvenuta nel 2008.

Gli altri oneri netti relativi al 2011 di 157 milioni di euro riguardano essenzialmente l'azzeramento del valore di libro della Ceska Rafinnerska AS nell'ambito dell'impairment test effettuato sulla relativa CGU per le aspettative reddituali negative del settore della raffinazione (157 milioni di euro).

30 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Imposte correnti:			
- imprese italiane	1.724	1.315	1.408
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	5.989	7.893	8.286
- imprese estere	483	521	635
	8.196	9.729	10.329
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	(534)	(474)	(435)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	(733)	(97)	936
- imprese estere	(173)	(1)	(156)
	(1.440)	(572)	345
	6.756	9.157	10.674

Le imposte correnti dell'esercizio relative alle imprese italiane di 1.408 milioni di euro riguardano l'IRES per 1.039 milioni di euro, l'IRAP per 249 milioni di euro e imposte estere per 120 milioni di euro.

Le imposte differite relative alle imprese estere operanti nel settore Exploration & Production comprendono l'adeguamento del fondo imposte differite per 573 milioni di euro a seguito del cambio dell'aliquota fiscale applicabile a un contratto petrolifero di production sharing iscritto all'atto dell'acquisizione del relativo diritto minerario da parte di Eni nell'ambito di una business combination.

L'incidenza delle imposte sull'utile dell'esercizio prima delle imposte è del 57,8% (56,0% e 55,4% rispettivamente nel 2009 e nel 2010) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 43,1% (40,1% e 39,6% rispettivamente nel 2009 e nel 2010) che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana del 38,0%^[18] (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:

(%)	2009	2010	2011
Aliquota teorica	40,1	39,6	43,1
Variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:			
- maggiore incidenza fiscale sulle imprese estere	13,3	15,0	12,2
- effetto applicazione addizionale IRES prevista dalla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009		1,5	0,9
- effetto applicazione Decreto Legge n. 112/2008, Legge Finanziaria 2008 e riforma Libia	2,4		
- differenze permanenti e altre motivazioni	0,2	(0,7)	1,6
	15,9	15,8	14,7
	56,0	55,4	57,8

La maggiore incidenza fiscale delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per 16,5 punti percentuali (16,1 punti percentuali nel 2009 e nel 2010).

Nel 2011, le differenze permanenti e altre motivazioni di 1,6 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. Nel 2010, le differenze permanenti e altre motivazioni in diminuzione di 0,7 punti percentuali comprendono l'effetto di 0,6 punti percentuali relativi al provento non tassato connesso alla definizione di un contenzioso antitrust. Nel 2009, le differenze permanenti e altre motivazioni di 0,2 punti percentuali comprendono: (i) in aumento, l'accantonamento di 250 milioni di euro connesso alla stima della sanzione delle Autorità USA relativa al consorzio TSKJ; (ii) in diminuzione, la rilevazione di imposte differite attive determinate dall'allineamento mediante il versamento di un'imposta sostitutiva dei valori fiscali ai maggiori valori di libro di alcuni asset minerari nell'ambito della riorganizzazione delle attività in Italia e dalla parziale deducibilità dell'IRAP dall'imposta sul reddito anche relativamente ad esercizi passati (222 milioni di euro).

L'effetto applicazione Decreto Legge n. 112/2008, Legge Finanziaria 2008 e riforma Libia ha riguardato: (i) il conguaglio in Libia dell'imposta sul reddito relativo all'esercizio precedente per 230 milioni di euro determinato principalmente da modifiche dei criteri di valorizzazione dei ricavi; (ii) la ridotta deducibilità in Italia del costo del venduto determinata dalla riduzione della quantità del magazzino gas (64 milioni di euro).

[18] Comprende l'aliquota addizionale di 5,5 punti percentuali sul reddito imponibile delle imprese del settore energia (imprese che hanno come attività principale la produzione e commercializzazione di idrocarburi ed energia elettrica, nonché un fatturato superiore a 25 milioni di euro) con effetto dal 1° gennaio 2008 e 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.

49 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 3.622.405.852, di 3.622.454.738 e di 3.622.616.182 rispettivamente negli esercizi 2009, 2010 e 2011.

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 2009, 2010 e 2011 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte dei piani di stock option. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito è di 3.622.438.937, di 3.622.469.713 e di 3.622.616.182 rispettivamente negli esercizi 2009, 2010 e 2011.

La riconciliazione del numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzato per la determinazione dell'utile per azione semplice e quello utilizzato per la determinazione dell'utile per azione diluito è di seguito indicata:

	2009	2010	2011
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice	3.622.405.852	3.622.454.738	3.622.616.182
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di stock option	33.085	14.975	
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito	3.622.438.937	3.622.469.713	3.622.616.182
Utile netto di competenza Eni	4.367	6.318	6.860
	(milioni di euro)		
Utile per azione semplice	1,21	1,74	1,89
	(ammontari in euro per azione)		
Utile per azione diluito	1,21	1,74	1,89
	(ammontari in euro per azione)		

43 Informazioni per settore di attività e per area geografica**Informazioni per settore di attività**

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Utili interni	Totale
2009									
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	23.801	30.447	31.769	4.203	9.664	88	1.280	(66)	
a dedurre: ricavi infrasettori	(13.630)	(635)	(965)	(238)	(1.315)	(24)	(1.152)		
Ricavi da terzi	10.171	29.812	30.804	3.965	8.349	64	128	(66)	83.227
Risultato operativo	9.120	3.687	(102)	(675)	881	(436)	(420)		12.055
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(2)	277	154	1	311	172	142		1.055
Ammortamenti e svalutazioni	7.365	981	754	204	435	8	83	(17)	9.813
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	142	310	(70)		50	(39)			393
Attività direttamente attribuibili ^(b)	42.729	32.135	12.244	2.583	11.611	355	1.031	(553)	102.135
Attività non direttamente attribuibili									15.394
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.989	2.044	1.494	37	213	51			5.828
Passività direttamente attribuibili ^(c)	10.918	9.161	4.684	742	5.967	1.868	1.461	(8)	34.793
Passività non direttamente attribuibili									32.685
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.486	1.686	635	145	1.630	44	57	12	13.695
2010									
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	29.497	29.576	43.190	6.141	10.581	105	1.386	100	
a dedurre: ricavi infrasettori	(16.550)	(833)	(1.345)	(243)	(1.802)	(25)	(1.255)		
Ricavi da terzi	12.947	28.743	41.845	5.898	8.779	80	131	100	98.523
Risultato operativo	13.866	2.896	149	(86)	1.302	(1.384)	(361)	(271)	16.111
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	33	(58)	199	2	35	1.146	50		1.407
Ammortamenti e svalutazioni	7.051	1.399	409	135	516	10	79	(20)	9.579
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	92	388	68	1		(2)	(10)		537
Attività direttamente attribuibili ^(b)	49.573	34.943	14.356	3.076	12.715	362	754	(917)	114.862
Attività non direttamente attribuibili									16.998
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.974	2.370	1.058	30	174	54	8		5.668
Passività direttamente attribuibili ^(c)	12.330	10.048	6.197	874	5.760	2.898	1.307	(101)	39.313
Passività non direttamente attribuibili									36.819
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.690	1.685	711	251	1.552	22	109	(150)	13.870

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Informazioni per settore di attività

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Utili interni	Totale
[milioni di euro]									
2011									
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	29.121	34.731	51.219	6.491	11.834	85	1.365	(54)	
a dedurre: ricavi infrasettori	(18.444)	(1.083)	(2.791)	(289)	(1.324)	(23)	(1.249)		
Ricavi da terzi	10.677	33.648	48.428	6.202	10.510	62	116	(54)	109.589
Risultato operativo	15.887	1.758	(273)	(424)	1.422	(427)	(319)	(189)	17.435
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	53	137	57	11	79	201	13		551
Ammortamenti e svalutazioni	6.440	1.100	839	250	631	6	75	(23)	9.318
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	119	276	100		95	(45)	(1)		544
Attività direttamente attribuibili ^(b)	56.139	36.357	15.031	3.066	13.521	378	810	(1.060)	124.242
Attività non direttamente attribuibili									18.703
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.317	2.375	890	38	179	37	7		5.843
Passività direttamente attribuibili ^(c)	13.844	10.893	5.972	761	5.437	3.020	1.095	(54)	40.968
Passività non direttamente attribuibili									41.584
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.435	1.721	866	216	1.090	10	128	(28)	13.438

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

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

I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per area geografica

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione.

	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
[milioni di euro]								
2009								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	40.861	15.571	3.520	6.337	11.187	23.397	1.262	102.135
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.198	1.454	574	1.207	2.033	4.645	584	13.695
2010								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	45.342	16.322	5.091	6.837	12.459	27.322	1.489	114.862
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.044	1.710	724	1.156	1.941	5.083	212	13.870
2011								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	47.908	16.196	6.763	7.465	14.077	29.942	1.891	124.242
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.587	1.337	1.174	978	1.608	4.369	385	13.438

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(milioni di euro)	2009	2010	2011
Italia	27.950	47.802	33.805
Resto dell'Unione Europea	24.331	21.125	35.536
Resto dell'Europa	5.213	4.172	7.537
Americhe	7.080	6.282	9.612
Asia	8.208	5.785	10.258
Africa	10.174	13.068	11.333
Altre aree	271	289	1.508
	83.227	98.523	109.589

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, come meglio specificato nel proseguo;
- (b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano, come meglio specificato nel proseguo;
- (c) i contributi a enti, sotto il controllo Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica. I rapporti intrattenuti con Eni Foundation nel 2011 sono di ammontare non significativo; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche, e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale. I rapporti sono di ammontare non significativo.

In applicazione del Regolamento Consob n. 17221/2010, sulle operazioni con parti correlate, recepito nella procedura interna di Eni, approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 18 novembre 2010, dal 1° gennaio 2011 la società Cosmi SpA e le società del suo gruppo, già citate nei bilanci di Eni SpA fino all'esercizio 2010, non sono più qualificabili come soggetti correlati a Eni per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione. Tuttavia, ai sensi della procedura Eni, la società Cosmi SpA è considerata soggetto di interesse di un componente del Consiglio di Amministrazione. Pertanto, eventuali operazioni compiute da Eni con tale società sono comunque assoggettate a specifici obblighi procedurali, comportamentali e di trasparenza, al fine di assicurare la loro correttezza sostanziale e procedurale.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

Le imprese a controllo congiunto, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2011" che si considera parte integrante delle presenti note.