

77058/303

della struttura organizzativa aziendale e dai requisiti di indipendenza, onorabilità e professionalità dei suoi componenti, nonché dalle linee di riporto verso il vertice aziendale. La composizione dell'Organismo, inizialmente limitata a tre membri interni, è stata ampliata con l'inserimento di due componenti esterni, fra cui il Presidente, individuati tra accademici e professionisti di comprovata competenza ed esperienza nelle tematiche di economia e organizzazione aziendale. I componenti interni sono rappresentati dal Responsabile Affari Legali, dal Responsabile Risorse Umane e Organizzazione e dal Responsabile Internal Audit della Società. Le modifiche alla composizione dell'Organismo di Vigilanza sono approvate dal Consiglio di Amministrazione, sentito il parere del Collegio Sindacale, su proposta dell'Amministratore Delegato d'intesa col Presidente. L'Organismo di Vigilanza svolge, tra gli altri, i compiti di (i) vigilanza sull'effettività del Modello 231 e monitoraggio delle attività di attuazione e aggiornamento dello stesso; (ii) disamina dell'adeguatezza del Modello 231 nel prevenire i comportamenti illeciti; (iii) analisi circa il mantenimento, nel tempo, dei requisiti di solidità e funzionalità del Modello 231; (iv) approvazione del programma annuale delle attività di vigilanza nell'ambito delle strutture e funzioni della Società, in coerenza con il piano di verifiche e controlli al sistema di controllo interno; esame delle risultanze delle attività effettuate e la relativa reportistica; (v) cura dei flussi informativi di competenza con le funzioni aziendali e con organismi di vigilanza delle società controllate. L'Organismo di Vigilanza svolge, infine, il ruolo di Garante del Codice Etico.

Principali caratteristiche del sistema di gestione dei rischi e di controllo interno in relazione al processo di informativa finanziaria

Il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria ha l'obiettivo di fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità³⁰ dell'informativa finanziaria medesima e sulla capacità del processo di redazione del bilancio di produrre l'informativa finanziaria in accordo con i principi contabili internazionali di generale accettazione. La Management System Guideline (MSG) "Sistema di Controllo Eni sull'Informativa Societaria" approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 15 dicembre 2010 e che recepisce integralmente il contenuto delle Linee Guida di riferimento emessa nel 2007, definisce le norme e le metodologie per la progettazione, l'istituzione e il mantenimento nel tempo del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria Eni a rilevanza esterna nonché per la valutazione della sua efficacia. I contenuti della MSG sono stati definiti coerentemente alle previsioni del predetto art. 154-bis del Testo Unico della Finanza nonché delle prescrizioni della legge statunitense Sarbanes-Oxley Act of 2002 (SOA), cui Eni è sottoposta in qualità di emittente quotato al New York Stock Exchange (NYSE) ed articolati sulla base del modello adottato nel CoSO Report ("Internal Control - Integrated Framework" pubblicato dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission). La MSG è applicabile a Eni SpA e alle imprese da essa

controllate direttamente e indirettamente a norma dei principi contabili internazionali in considerazione della loro significatività ai fini della predisposizione dell'informativa finanziaria. Tutte le imprese controllate, indipendentemente dalla loro rilevanza ai fini del sistema di controllo sull'informativa finanziaria Eni, adottano la MSG stessa quale riferimento per la progettazione e l'istituzione del proprio sistema di controllo sull'informativa finanziaria, in modo da renderlo adeguato rispetto alle loro dimensioni e alla complessità delle attività svolte. La progettazione, l'istituzione e il mantenimento del sistema di controllo sull'informativa finanziaria sono garantiti attraverso: il risk assessment, l'individuazione dei controlli, la valutazione dei controlli e i flussi informativi (reporting). Il processo di risk assessment condotto secondo un approccio "top-down" è mirato ad individuare le entità organizzative, i processi e le specifiche attività in grado di generare rischi di errore, non intenzionale, o di frode che potrebbero avere effetti rilevanti sul bilancio. In particolare, l'individuazione delle entità organizzative che rientrano nell'ambito del sistema di controllo sull'informativa finanziaria è effettuata sia sulla base della contribuzione delle diverse entità a determinati valori del bilancio consolidato (totale attività, totale indebitamento finanziario, ricavi netti, risultato prima delle imposte) sia in relazione a considerazioni circa l'esistenza di processi che presentano rischi specifici il cui verificarsi potrebbe compromettere l'affidabilità e l'accuratezza dell'informativa finanziaria (quali i rischi di frode)³¹. Nell'ambito delle imprese rilevanti per il sistema di controllo sull'informativa finanziaria vengono successivamente identificati i processi significativi in base ad un'analisi di fattori quantitativi (processi che concorrono alla formazione di voci di bilancio per importi superiori ad una determinata percentuale dell'utile ante imposte) e fattori qualitativi (ad esempio: complessità del trattamento contabile del conto; processi di valutazione e stima; novità o cambiamenti significativi nelle condizioni di business). A fronte dei processi e delle attività rilevanti vengono identificati i rischi ossia gli eventi potenziali il cui verificarsi può compromettere il raggiungimento degli obiettivi di controllo inerenti l'informativa finanziaria (ad esempio le asserzioni di bilancio). I rischi così identificati sono valutati in termini di potenziale impatto e di probabilità di accadimento, sulla base di parametri quantitativi e qualitativi e assumendo l'assenza di controlli (valutazione a livello inerente). In particolare, con riferimento ai rischi di frode³² in Eni è condotto un risk assessment dedicato sulla base di una specifica metodologia relativa ai "Programmi e controlli antifrode" richiamata dalla predetta MSG. A fronte di società, processi e relativi rischi considerati rilevanti è stato definito un sistema di controlli seguendo due principi fondamentali ovvero la diffusione dei controlli a tutti i livelli della struttura organizzativa, coerentemente con le responsabilità operative affidate e la sostenibilità dei controlli nel tempo, in modo tale che il loro svolgimento risulti integrato e compatibile con le esigenze operative. La struttura del sistema di controllo sull'informativa finanziaria prevede controlli a livello di entità che operano in maniera trasversale rispetto all'entità

[30] Attendibilità [dell'informativa]: l'informativa che ha le caratteristiche di correttezza e conformità ai principi contabili generalmente accettati e ha i requisiti chiesti dalle leggi e dai regolamenti applicati.

[31] Tra le entità organizzative considerate in ambito al sistema di controllo interno sono comunque comprese le società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea, cui si applicano le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati Consob.

[32] Frode: nell'ambito del sistema di controllo, qualunque atto od omissione intenzionale che si risolve in una dichiarazione ingannevole nell'informativa.

di riferimento [Gruppo/Divisione/singola società] e controlli a livello di processo. I controlli a livello di entità sono organizzati in una checklist definita, sulla base del modello adottato nel CoSO Report, secondo cinque componenti (ambiente di controllo, risk assessment, attività di controllo, sistemi informativi e flussi di comunicazione, attività di monitoraggio). In particolare, assumono rilevanza: le attività di controllo relative alla definizione delle tempistiche per la redazione e diffusione dei risultati economico-finanziari ("circolare semestrale e di bilancio" e relativi calendari); l'esistenza di strutture organizzative e di un corpo normativo adeguati per il raggiungimento degli obiettivi in materia di informativa finanziaria (tali controlli prevedono ad esempio attività di revisione ed aggiornamento da parte di funzioni aziendali specializzate delle norme di Gruppo in materia di bilancio e del piano di contabilità di Gruppo); le attività di formazione in materia di principi contabili e sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria; e, infine le attività relative al sistema informativo per la gestione del processo di consolidamento (Mastro). I controlli a livello di processo si suddividono in: controlli specifici intesi come l'insieme delle attività, manuali o automatizzate, volte a prevenire, individuare e correggere errori o irregolarità che si verificano nel corso dello svolgimento delle attività operative; controlli pervasivi intesi come elementi strutturali del sistema di controllo sull'informativa finanziaria volti a definire un contesto generale che promuova la corretta esecuzione e controllo delle attività operative (quali ad esempio la segregazione dei compiti incompatibili e i "General Computer Controls" che comprendono tutti i controlli a presidio del corretto funzionamento dei sistemi informatici). Le procedure aziendali, in particolare, individuano tra i controlli specifici i cosiddetti "controlli chiave" la cui assenza o la cui mancata operatività comporta il rischio di un errore/frode rilevante sul bilancio che non ha possibilità di essere intercettato da altri controlli. I controlli sia a livello di entità che di processo sono oggetto di valutazione (monitoraggio) per verificarne nel tempo la bontà del disegno e l'effettiva operatività; a tal fine, sono state previste attività di monitoraggio di linea (ongoing monitoring activities), affidate al management responsabile dei processi/attività rilevanti, e attività di monitoraggio indipendente (separate evaluations), affidate all'Internal Audit, che opera secondo un piano prestabilito comunicato dal CFO/DP volto a definire l'ambito e gli obiettivi del proprio intervento attraverso procedure di audit concordate. Le attività di monitoraggio consentono l'individuazione di eventuali carenze del sistema di controllo sull'informativa finanziaria che sono oggetto di valutazione in termini di probabilità e impatto sull'informativa finanziaria di Eni e in base alla loro rilevanza sono qualificate come "carenze", "significativi punti di debolezza" o "carenze rilevanti". Gli esiti delle attività di monitoraggio sono oggetto di un flusso informativo periodico (reporting) sullo stato del sistema di controllo sull'informativa finanziaria che viene garantito dall'utilizzo di strumenti informatici volti ad assicurare la tracciabilità delle informazioni circa l'adeguatezza del disegno e l'operatività dei controlli. Sulla base di tale reporting, il CFO/DP redige una relazione sull'adeguatezza ed

effettiva applicazione del sistema di controllo sull'informativa finanziaria che, condivisa con il CEO, è comunicata al Consiglio di Amministrazione, previo esame del Comitato per il controllo interno, in occasione dell'approvazione del progetto di bilancio annuale e della relazione finanziaria semestrale, al fine di consentire lo svolgimento delle richiamate funzioni di vigilanza, nonché le valutazioni di propria competenza sul sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria. La citata relazione è inoltre comunicata al Collegio Sindacale, nella sua veste di Audit Committee ai sensi della normativa statunitense. L'attività del CFO/DP è supportata all'interno di Eni da diversi soggetti i cui compiti e responsabilità sono definiti dalla MSG precedentemente richiamata. In particolare, le attività di controllo coinvolgono tutti i livelli della struttura organizzativa di Eni quali i responsabili operativi di business e i responsabili di funzione fino ai responsabili amministrativi e CEO. In tale contesto organizzativo assume particolare rilievo ai fini del sistema del controllo interno la figura del soggetto (c.d. risk owner) che esegue il monitoraggio di linea valutando il disegno e l'operatività dei controlli specifici e pervasivi e alimentando il flusso informativo di reporting sull'attività di monitoraggio e sulle eventuali carenze riscontrate ai fini di una tempestiva identificazione delle opportune azioni correttive.

Procedura in materia di operazioni con parti correlate e interessi degli amministratori e sindaci

Attuando il Regolamento Consob in materia, il 18 novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato³³ la procedura (Management System Guideline) "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate"³⁴ con l'obiettivo di assicurare trasparenza e correttezza sostanziale e procedurale alle operazioni con parti correlate. In un'ottica di maggiore tutela e migliore operatività, l'applicazione di tale procedura è stata estesa a tutte le operazioni compiute dalle società controllate e da altri soggetti ad esse assimilabili con Eni e con le parti correlate di Eni. Conformemente alle previsioni del Regolamento Consob, le operazioni con parti correlate sono state distinte in operazioni di minore rilevanza, operazioni di maggiore rilevanza e operazioni esenti. In particolare, in caso di operazioni di minore rilevanza, è stato previsto che gli amministratori indipendenti, riuniti nel Comitato per il controllo interno, (ovvero nel Compensation Committee, in caso di operazioni in materia di remunerazioni), esprimano un parere motivato non vincolante sull'operazione. Qualora si tratti di operazioni di maggiore rilevanza, ferma la competenza decisionale del Consiglio di Amministrazione, gli amministratori indipendenti devono essere coinvolti già nella fase istruttoria dell'operazione ed esprimere un parere vincolante sull'operazione. Con riferimento all'informativa al pubblico, la procedura richiama integralmente le disposizioni previste dal Regolamento Consob. Infine, attuando le raccomandazioni del Codice Eni, la procedura contiene una disciplina specifica per le operazioni nelle quali un amministratore o un sindaco abbiano un interesse, anche potenziale, per conto proprio o di terzi, in un'operazione compiuta dalla Società. La procedura è integralmente pubblicata sul sito internet della società, nella sezione "Corporate Governance".

[33] Previo parere favorevole e unanime del Comitato per il controllo interno di Eni, interamente composto da amministratori indipendenti ai sensi del Codice di Autodisciplina di Borsa e del citato Regolamento.

[34] Il testo della procedura è disponibile nella sezione Governance del sito internet della Società all'indirizzo: <http://www.eni.com/it/IT/governance/operazioni-parti-correlate/linee-guida-operazioni-parti-correlate.shtml>.

77058/365

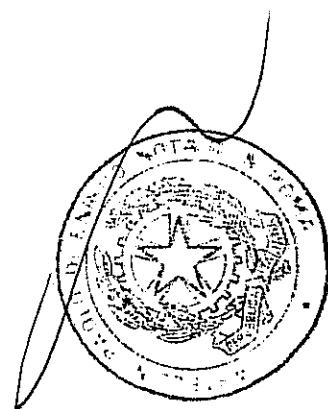
Trattamento delle informazioni societarie

Conformemente alle previsioni normative in materia di Market Abuse, il Consiglio di Amministrazione, in data 28 febbraio 2006, ha approvato le procedure per (i) la comunicazione al mercato delle informazioni privilegiate, (ii) l'istituzione di un registro delle persone aventi accesso ad informazioni privilegiate e (iii) la comunicazione delle operazioni effettuate da "soggetti rilevanti" sulle azioni della Società e delle sue controllate quotate (c.d. internal dealing)³⁵. In particolare, la Procedura Internal Dealing³⁶, recependo le indicazioni contenute nel Regolamento Emittenti Consob, (i) individua le persone rilevanti, (ii) definisce le operazioni per le quali sussiste l'obbligo, (iii) fissa le modalità e i termini delle comunicazioni a Eni delle operazioni effettuate, nonché i termini di diffusione al pubblico delle comunicazioni stesse. La procedura prevede inoltre, in aggiunta agli obblighi normativi, specifici periodi dell'anno durante i quali le persone individuate come rilevanti non possono effettuare operazioni (blocking periods). Un principio analogo è stato introdotto, in apposita procedura interna approvata il 23 dicembre 2008, anche relativamente alle operazioni condotte dalla Società su titoli Eni o collegati ai titoli Eni.

Diritti degli azionisti

Per coinvolgere attivamente gli azionisti nella vita societaria, Eni ha adottato diverse misure tese a favorire la partecipazione degli azionisti alle decisioni di competenza assembleare, facilitando l'esercizio dei loro diritti. In particolare, Eni è stata tra le prime società quotate italiane ad apportare, nel corso del 2010, le modifiche statutarie conseguenti al recepimento in Italia della Direttiva 2007/36/CE relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società quotate (c.d. Shareholders' Rights Directive)³⁷.

Inoltre, la volontà di presentare agli azionisti la società in modo semplice e intelligibile ha portato all'ideazione di una sezione del sito internet³⁸ dedicata ad una comunicazione diretta con gli azionisti, in cui è stata inserita anche una Guida per gli Azionisti, e alla previsione di iniziative dedicate. Apposite funzioni di Eni assicurano i rapporti con gli investitori istituzionali, con gli azionisti e con gli organi di informazione.



[35] Le suddette procedure sono state tutte ulteriormente aggiornate, per tener conto degli orientamenti interpretativi forniti in materia da Consob con la Comunicazione del 28 marzo 2006 e sono pubblicate nella sezione Governance del sito internet di Eni all'indirizzo: <http://www.eni.com/it/IT/governance/market-abuse/procedure-market-abuse/procedure-market-abuse.shtml>.

[36] La Procedura Internal Dealing è stata ulteriormente aggiornata il 1° settembre 2009, per tener conto di alcune modifiche organizzative.

[37] Il recepimento della Direttiva è avvenuto con il D.Lgs. n. 27 del 27 gennaio 2010.

[38] All'indirizzo: <http://www.eni.com/it/IT/governance/azionisti/iniziative/iniziative-per-gli-azionisti.shtml>.

Impegno per lo sviluppo sostenibile

Introduzione

Assicurare l'approvvigionamento di energia in modo sostenibile, nell'attuale scenario caratterizzato dalla progressiva crescita e ridistribuzione geografica della domanda, dalla crescente difficoltà di accesso alle risorse e dall'inasprimento della competizione internazionale è l'obiettivo che le società petrolifere oggi si pongono.

La ricerca di nuove frontiere esplorative e di risorse cosiddette "difficili", l'impegno a minimizzare l'impatto che la maggiore produzione di energia avrà sull'ambiente, la propensione a rendere ancora più affidabile lo svolgimento delle attività nei differenti contesti di produzione, l'attenzione alla sicurezza e al valore delle persone permeano le strategie aziendali.

Allo stesso tempo prosegue l'impegno nella ricerca per lo sviluppo di fonti alternative che possano diventare competitive con gli idrocarburi e per individuare e avviare formule innovative di collaborazione con i paesi in cui Eni opera, attraverso modelli di integrazione del business e di trasferimento del know-how e la sperimentazione di partnership strategiche con i governi locali. La volontà di cooperare allo sviluppo sostenibile dei paesi di presenza operativa continua ad essere centrale nelle strategie della società.

Alla luce di questi elementi è innegabile che la ricerca di nuove fonti di vantaggio competitivo per Eni passi attraverso la valorizzazione del legame tra risultati operativi e sostenibilità del business. Eni ha da tempo sviluppato una consapevolezza strategica circa la necessità di arricchire i risultati economico-finanziari con le evidenze relative all'impegno per rendere sempre più sostenibili le attività, per dare corretta rappresentazione degli obiettivi raggiunti, del proprio potenziale innovativo e competitivo, e della connessa capacità di orientarsi al lungo periodo nei processi aziendali e nelle relazioni con gli stakeholder. I risultati del livello di integrazione della sostenibilità nella gestione delle attività e dell'impresa sono oggi rappresentati anche da questo documento di rendicontazione, frutto di un percorso avviato in Eni nel 2010 e finalizzato a rendere conto, nella Relazione Finanziaria Annuale, di una visione unitaria del business attraverso la connessione fra risultati economico finanziari e performance di sostenibilità.

A completamento dei dati e delle informazioni contenute in questa relazione sono stati elaborati altri due strumenti di rendicontazione disponibili sul sito aziendale ¹: "Sustainability Performance 2010", una rappresentazione dettagliata delle informazioni analitiche di sostenibilità e un documento programmatico che descrive i tratti più significativi dell'impegno di Eni per uno sviluppo sostenibile e comunica la strategia e l'azione dell'azienda in relazione ai risultati ottenuti e alle opportunità generate per contribuire a uno sviluppo sostenibile delle realtà a cui Eni appartiene.

L'etica del business

L'impegno nella lotta alla corruzione

Eni è attiva già da diversi anni nella lotta alla corruzione, proibendo espressamente nel suo Codice Etico "pratiche di corruzione, favori illegittimi, comportamenti collusivi, sollecitazioni, dirette e/o attraverso terzi, di vantaggi personali e di carriera per sé o per altri". Il Codice deve essere rispettato da tutte le persone di Eni e viene espressamente accettato da tutti i fornitori in sede di qualifica.

Attraverso l'adesione al Global Compact ed al suo working group sul 10° Principio, Eni si impegna al rispetto della Convenzione delle Nazioni Unite contro la corruzione, della Convenzione OCSE sulla lotta alla corruzione di pubblici ufficiali stranieri nelle operazioni economiche internazionali e dei Business Principles for Countering Bribery di Transparency International. Nel corso del 2010, Eni ha svolto attività di condivisione e confronto sulle tematiche relative all'anti-corruzione presso le Nazioni Unite e ha promosso seminari tematici nell'ambito del Network Italiano.

Nel gennaio 2010, all'interno della Direzione Affari Legali, è stata costituita la funzione di Assistenza legale sull'anticorruzione e sul sistema di controllo interno che ha proseguito le attività di redazione e diffusione delle Procedure Ancillari anti-corruzione. Le nuove procedure emesse disciplinano le iniziative non profit, i contratti di sponsorizzazione, le spese di attenzione verso terzi, le vendite di beni immobili e le acquisizioni e cessioni di beni/affitti di azienda. Inoltre sono state inserite disposizioni specifiche nelle procedure che disciplinano la selezione del personale.

Nel 2010 Eni ha anche emesso i nuovi standard delle clausole contrattuali di "Responsabilità Amministrativa" che, nelle loro nuove versioni, fanno riferimento oltre che al D.Lgs. 231/2001, anche al Foreign Corrupt Practices Act statunitense (FCPA), alla Convenzione OCSE inerente la Lotta alla Corruzione dei Pubblici Ufficiali Stranieri nelle Operazioni Economiche Internazionali ed alla Convenzione delle Nazioni Unite contro la Corruzione. Sono in revisione in chiave ancillare altre procedure Eni in specifiche aree di rischio.

Le Linee Guida Anti-Corruzione e le relative Procedure Ancillari vengono adottate da tutte le società controllate in Italia e all'estero e tutte le persone di Eni sono responsabili del rispetto delle stesse. Inoltre Eni impone il rispetto di tutte le norme, comprese quelle anti-corruzione ai propri business partner e, fra essi, particolare attenzione è posta a coloro che operano in aree a maggiore rischio.

Informazione, formazione e coinvolgimento sono essenziali per il contrasto alla corruzione per questo nel 2010 è proseguita l'iniziativa formativa rivolta al personale "a rischio", mediante un programma di training obbligatorio. Tale attività – sviluppata in modalità e-learning – e finalizzata all'inquadramento della materia dell'anti-corruzione, ha raggiunto circa 2.500 key officer. 1.000 persone hanno poi partecipato a workshop interattivi per approfondimenti su temi specifici.

[1] All'indirizzo: <http://www.eni.com/it/17/sostenibilita/sistema-reporting/sistema-reporting.shtml?navint=sostenibilita>.

77058 | 367

La trasparenza dei pagamenti

Eni aderisce all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) dal 2005, promuovendo la pubblicazione dei flussi finanziari generati dalle proprie attività nei paesi i cui governi aderiscono all'iniziativa e facilitando il processo, in collaborazione

con Ministero degli Affari Esteri, nei paesi che non vi hanno ancora aderito formalmente. Nel 2010 è proseguita l'attività di dialogo con le principali organizzazioni che si occupano del tema, in primis Transparency International.

Pagamenti effettuati ai governi dei paesi che aderiscono all'iniziativa EITI

Paese	Anno (*)	Valori in valuta locale (valori in migliaia)	Valuta	Valori in US\$ (valori in migliaia)
Kazakhstan (KPD)	2009	13.964.745	KZT	96.496
		407.162	USD	
Kazakhstan (KCO)	2009	1.611.151	KZT	11.133
Norvegia	2009	7.583	NOK	1.336
Timor Est	2009	185.853	USD	
Nigeria	2008	514.659	USD	
Congo	2009	129.014	USD	
Mozambico	2008	84.575	MTN (MZN)	271.945

(*) Ultimo esercizio fiscale locale a cui si riferiscono i dati e in cui è stata effettuata disclosure EITI.

Royalty versate da Eni in Italia 2010

Area geografica	Anno di produzione	Valori in euro (valori in migliaia)
Italia (*)	2009	90.219
- di cui Basilicata	2009	41.410

(*) Il valore include Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed).

Le attività del Team di Promozione del Codice Etico e le innovazioni nel Modello 231

Nel corso del 2010 sono proseguite le attività del Team di Promozione del Codice Etico. Gli interventi previsti dal Piano di Promozione approvato dall'Organismo di Vigilanza di Eni SpA in qualità di Garante del Codice Etico, hanno riguardato la diffusione e la comunicazione del Codice Etico a tutti coloro con cui Eni intrattiene relazioni, l'implementazione di attività di formazione nonché il coinvolgimento dei principali stakeholder. È proseguito il processo di distribuzione capillare del Codice Etico, tradotto in 20 lingue ed inviato a tutto il personale Eni.

Nel 2010 è stato realizzato un web seminar sul Codice Etico, che ha coinvolto più di 3000 tra dirigenti, quadri in comunicazione organizzativa e key officer di Eni e delle sue società controllate. È stato, inoltre, aperto un forum virtuale accessibile per tutti i key officer coinvolti. È stato realizzato il cd-rom contenente il video del Web Seminar sul Codice Etico, che sarà utilizzato per la formazione di giovani laureati e di neoassunti. Nel 2010 è proseguita, con il coinvolgimento di circa 1700 dipendenti, la fruizione del "web based training" sul Modello 231 (WBT 231). Il WBT 231, approvato dall'Organismo di Vigilanza, contiene un modulo destinato alla formazione sul Codice Etico, che è principio generale non derogabile del Modello 231. Sono stati organizzati appositi seminari formativi dedicati al top management delle divisioni e ai loro

primi riporti. Nel corso del 2010, è stato intrapreso il Programma di Recepimento delle innovazioni legislative (D.Lgs. 231/2001) per l'aggiornamento del Modello 231 alle nuove fattispecie di reato introdotte nel 2009 dal legislatore italiano tra quelle che possono comportare l'irrogazione di sanzioni previste dal decreto legislativo 231 del 2001 (delitti di criminalità organizzata, delitti contro l'industria e il commercio, delitti in materia di violazione del diritto di autore, nonché induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'autorità giudiziaria).

La tutela degli azionisti

Nel corso del 2010 Eni è stata tra le prime società quotate italiane ad apportare le modifiche statutarie conseguenti al recepimento in Italia della Direttiva 2007/36/CE relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società quotate (Shareholders Rights Directive)². Con l'aggiornamento del proprio statuto e l'introduzione di istituti per i quali la normativa attribuiva alle società la facoltà di scelta, Eni ha inteso fornire agli azionisti ulteriori strumenti per agevolare la partecipazione all'Assemblea e l'esercizio del diritto di voto. Si tratta dei seguenti istituti:

- conferimento delle deleghe assembleari in via elettronica;
- notifica elettronica delle deleghe, mediante l'utilizzo di apposita sezione del sito Internet della Società;
- possibilità di intervento ed espressione del voto in Assemblea,

[2] Il recepimento della Direttiva è avvenuto con il D.Lgs. n 27 del 27 gennaio 2010.

Governance

oltre che per corrispondenza, anche in via elettronica;

- designazione da parte della Società di un rappresentante degli azionisti, senza spese a carico di quest'ultimi.

Altre modifiche di carattere facoltativo hanno riguardato: (i) la possibilità di convocare l'Assemblea di approvazione di bilancio nel maggior termine di 180 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale, ferma la pubblicazione della relazione finanziaria annuale entro 120 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale; (ii) la facoltà di tenere l'Assemblea ordinaria e l'Assemblea straordinaria normalmente a seguito di più convocazioni ovvero, qualora il Consiglio di Amministrazione ne ravvisi l'opportunità, anche a seguito di un'unica convocazione.

Per garantire maggior chiarezza per gli azionisti, sono stati esplicitati in statuto la riduzione della percentuale di partecipazione al capitale sociale per la convocazione su richiesta dei soci (da 1/10 ad 1/20 del capitale), unitamente ai limiti e agli adempimenti richiesti; il meccanismo della record date; l'ampliamento del termine per chiedere l'integrazione dell'elenco delle materie da trattare (da 5 a 10 giorni dalla pubblicazione dell'avviso di convocazione dell'assemblea); il termine di presentazione delle liste per la nomina degli organi sociali (entro il venticinquesimo giorno precedente la data dell'assemblea). Al fine di garantire la massima trasparenza e tempestività delle informazioni comunicate agli azionisti e al mercato, anche nel corso del 2010 è stata loro riservata un'apposita sezione del sito internet, è stato curato l'aggiornamento della Guida per gli Azionisti e sono state previste iniziative dedicate. Per ulteriori informazioni sulle iniziative intraprese si rinvia al documento "Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari", pubblicato nella sezione governance del sito internet della società.

La gestione delle segnalazioni

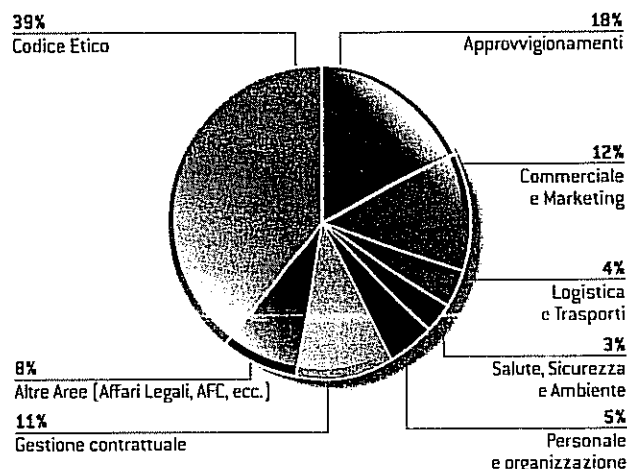
In applicazione di quanto previsto dal Sarbanes - Oxley Act, Eni gestisce le segnalazioni, direttamente e indirettamente ricevute, anche in forma confidenziale o anonima, dall'azienda e dalle società controllate. Viene così garantita la ricezione, l'analisi e il trattamento di segnalazioni relative a problematiche di controllo interno, informativa societaria, responsabilità amministrativa della società, frodi o altre materie in violazione del Codice Etico (c.d. "Altre materie"), inoltrate da persone dell'azienda, membri degli organi sociali o anche da terzi. Gli esiti dell'istruttoria condotta dall'Internal Audit sui casi segnalati sono portati a conoscenza del vertice aziendale e sottoposti agli organi di controllo e di vigilanza preposti. È assicurata la piena garanzia della tutela delle persone che effettuano le segnalazioni in buona fede. Il numero delle segnalazioni ricevute attraverso i canali di comunicazione attivati conferma l'ampia diffusione della procedura. Nel 2010 sono pervenute complessivamente 250 segnalazioni raggruppate in 177 fascicoli, di cui 85 afferenti tematiche relative al "Sistema di controllo interno" (48%) e 92 riguardanti le "Altre materie" (52%). Nello stesso periodo sono stati archiviati complessivamente 174 fascicoli, di cui 99 relativi al "Sistema di controllo interno" (57%) e 75 concernenti le "Altre materie" (43%). Le verifiche effettuate con riferimento ai 174 fascicoli che sono stati archiviati nel 2010 hanno avuto i seguenti esiti:

- nel 15% dei casi (per complessivi 27 fascicoli), è stato confermato almeno in parte il contenuto delle segnalazioni e sono

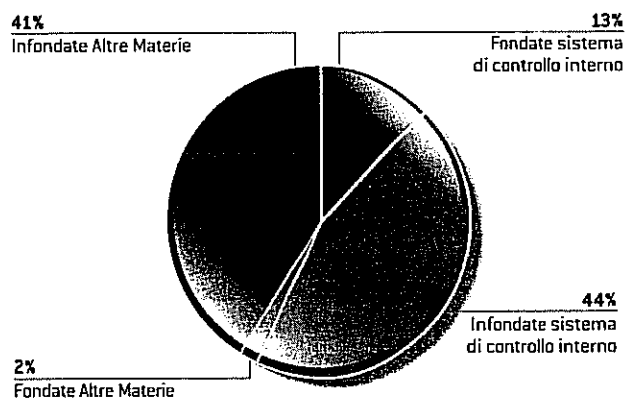
state assunte le necessarie azioni correttive;

- nel rimanente 85% dei casi (relativi a 147 fascicoli) non sono stati rilevati elementi a conferma delle irregolarità segnalate; in taluni casi tuttavia (39 fascicoli, pari a circa il 22%) sono stati tratti spunti per l'adozione di specifiche azioni di miglioramento del Sistema di controllo interno e/o gestionali.

Fascicoli di segnalazioni/comunicazioni aperti nel 2010 dall'Internal Audit area segnalata



Fascicoli di segnalazioni/comunicazioni chiusi nel 2010 per esito dell'istruttoria



Nel 2010, inoltre, sono state avviate le attività per l'aggiornamento della procedura sulla gestione delle segnalazioni per allineare la procedura con le nuove norme internazionali, rendere più efficienti le attività di istruttoria e l'implementazione delle correlate azioni di miglioramento, ottimizzare l'efficacia dei flussi informativi nei confronti degli organi di vigilanza e controllo.

I diritti umani

Nel corso del 2010 è proseguita l'attuazione degli Human Rights Compliance Assessment (HRCA) con il supporto del Danish Institute for Human Rights. Dei due assessment programmati per il 2010 è stato realizzato solo quello in Angola, l'altro è stato rinviato.

77058/389

to a causa delle gravi calamità naturali che hanno colpito il Paese interessato, il Pakistan. Le aree di maggiore attenzione risultano le stesse individuate dagli assessment precedenti e sono: Security, Procurement, il Diversity Management e il coinvolgimento delle comunità locali.

Oltre ai piani di miglioramento attivati nei paesi in cui sono stati realizzati gli assessment è stato attuato un piano di comunicazione e feedback sugli HRCA realizzati che ha riguardato le funzioni Corporate. Sono stati effettuati incontri che hanno portato all'individuazione e all'implementazione di specifiche azioni di miglioramento. In particolare:

- **Security:** sono stati predisposti interventi di formazione per le forze di sicurezza in Nigeria ed Egitto che hanno coinvolto personale interno e esterno. La formazione in Nigeria ha previsto due moduli, uno rivolto agli operativi, l'altro ai responsabili di più alto grado appartenenti alle forze di polizia (Mopol) e alle forze armate dell'esercito (JTF). È poi proseguita l'inclusione delle clausole sui diritti umani nei contratti dei servizi di sicurezza.
- **Procurement:** nel 2010 è proseguita l'estensione a tutti i contratti Eni di nuove clausole sul rispetto dei diritti umani e la realizzazione di attività di formazione. È stato potenziato l'impegno nelle attività di verifica e controllo sui fornitori rispetto allo standard SABO00 in ambiti operativi considerati più a rischio. Infine è in corso di aggiornamento la check list di qualifica dei fornitori con l'inserimento di requisiti sui diritti umani.
- **Diversity Management,** è stato avviato un progetto che prevede: la messa a sistema di un cruscotto di monitoraggio per assicurare il reporting sui temi della diversità e l'identificazione di criteri per la valorizzazione della diversità e la tutela dei gruppi vulnerabili nei progetti di cooperazione allo sviluppo dei territori di presenza.
- **Coinvolgimento delle comunità:** è stato avviato un progetto pilota finalizzato a considerare i diritti umani nelle varie fasi delle valutazioni di impatto, a partire dalla definizione della social baseline (SBA). Lo studio consentirà di individuare gli impatti delle attività sul territorio e servirà a supportare l'implementazione delle strategie di management cooperazione allo sviluppo locale. Si stanno sviluppando, inoltre, progetti pilota per sperimentare modalità più efficaci di raccolta di potenziali grievances provenienti dalle comunità locali.

Le persone

La sicurezza

L'indice di frequenza degli infortuni del 2010 mostra, rispetto all'anno precedente e ancora di più rispetto al 2008, un miglioramento sia per i dipendenti che per i contrattisti, segnando per il quinto anno consecutivo un deciso miglioramento. In particolare l'indice di frequenza³ delle persone di Eni è diminuito del 9% e quello dei contrattisti del 25,4%.

Nell'anno 2010 sono avvenuti 2 infortuni mortali a persone di Saipem e 8 infortuni mortali a contrattisti Eni (3 nel settore Exploration & Production, 4 in Saipem e 1 Refining & Marketing). Il 5 novembre 2010 l'incidente aereo avvenuto in Pakistan ha causato la morte di 15 dipendenti Eni, 6 contrattisti e i membri dell'equipaggio. L'evento è tuttora in fase di investigazione in collaborazione con le Autorità Pakistane.

Sulla base di un'analisi dei principali eventi incidentali dell'ultimo decennio, inclusi gli eventi occorsi nel Golfo del Messico nel 2010, è stata avviata una re-ingegnerizzazione dei piani di emergenza e di crisi Eni e delle unità di business. In particolare, i nuovi piani di emergenza permettono un miglior coordinamento delle direzioni funzioni di comunicazione, legale, security e personale e si avvalgono di un sistema di georeferenziazione degli asset operativi e delle flotte in servizio.

Nel 2010 è stato realizzato un workshop dedicato agli specialisti operativi della sicurezza di processo operanti presso i siti ed è stata avviata l'iniziativa Sicurezza Trasporti Terrestri, strutturata su tre task force (trasporti stradali, ferroviari e tramite pipelines) che ha visto la partecipazione di tutti gli esperti Eni sul tema e focalizzata alla definizione delle migliori pratiche di gestione.

È proseguita la campagna biennale "Comunicare la Sicurezza" avviata a dicembre 2009, che ha coinvolto circa 100 siti produttivi e centri direzionali nel solo territorio italiano, per un totale di circa 35.000 dipendenti interessati, e che prevede il supporto anche del sito intranet Eni. Il progetto di sensibilizzazione Leadership in Safety nel settore Ingegneria & Costruzioni ha superato il numero di 400 workshop dal suo inizio (2008) ed è stato esteso alle attività di raffinazione (10 workshop già realizzati nel 2010).

Fatality Index	2008	2009	2010
Dipendenti	2,43	0,85	0,74
Contrattisti	2,81	1,65	2,10
Totale forza lavoro	2,68	1,33	1,64

Indice di frequenza infortuni	2008	2009	2010
Dipendenti	1,45	1,00	0,91
Contrattisti	1,40	1,18	1,08
Totale forza lavoro	1,42	1,11	0,99

Spese sicurezza (milioni di euro)	2008	2009	2010
Spese Correnti	200,14	250,76	192,22
Investimenti	225,45	264,01	89,28
Totale spese sicurezza	425,59	514,77	283,50

[3] La descrizione della metodologia di calcolo per gli indicatori citati viene riportata nella nota metodologica.

La salute

Nel 2010 sono aumentate le attività di certificazione di tutte le attività aziendali secondo la norma internazionale OHSAS 18001 e in particolare:

- nel settore Exploration & Production sono state certificate le consociate in Ghana e USA, le società EniMed e Ionica Gas, per un totale di 22 consociate certificate su 39 certificabili;
- il settore Refining & Marketing ha avviato i lavori per la certificazione delle raffinerie di Livorno e Taranto entro il 2012;
- nel settore Gas & Power è stata certificata la centrale di Ravenna. Nel 2012 sarà completata la certificazione di tutte le centrali e della controllata Stogit mentre Snam Rete gas è stata certificata nel 2010;
- il settore petrolchimico nel 2010 ha raggiunto l'obiettivo di certificazione di tutti gli impianti.

Il sistema di gestione Eni prevede la realizzazione di studi di valutazione del profilo sanitario del Paese e analisi dei rischi per la salute attraverso:

- Health Risk Assessment (condotti nel 2010 in 5 Paesi: Algeria, Nigeria, Mali, Ghana ed India);
- Health Survey (condotti nel 2010 in Polonia, India e Togo per la valutazione dei livelli di assistenza sanitaria);
- verifiche di conformità per Medicina del lavoro ed Assistenza Sanitaria (audit condotti nel 2010 in Norvegia, Congo, Italia, Brasile, Tunisia).

Queste metodologie costituiscono la base per lo sviluppo dei piani locali di medicina del lavoro, assistenza sanitaria, valutazione dell'impatto sull'ambiente di lavoro e gestione delle emergenze realizzando anche accordi di servizio con altre compagnie del settore attive nella stessa area geografica. Nel 2010, sulla base dell'esperienza acquisita dai primi studi effettuati in Algeria, Congo e Mali, è stato definito lo standard di riferimento per l'effettuazione di Health Impact Assessment (HIA) da applicare a tutti i progetti di nuova realizzazione per la valutazione dei rischi della salute dei dipendenti e delle popolazioni interessate dai nuovi progetti.

Nel 2010 Eni ha conseguito la registrazione di circa 60 sostanze in accordo al Regolamento REACH.

I programmi di promozione della salute si focalizzano sulla prevenzione di fattori di rischio primari allo scopo di impedire l'insorgenza di una malattia. La prevenzione primaria si realizza attraverso la promozione di stili di vita salutari: adeguata attività fisica, corretta alimentazione, astensione dal fumo di tabacco, moderato consumo di alcolici, controllo del peso. Tra i numerosi progetti di promozione (avviati anche su situazioni specifiche del contesto del Paese di presenza) si segnala il progetto Eni in Forma, nel quale si inserisce il nuovo programma sperimentale "myto" (personal trainer virtuale) che mira a promuovere il benessere psicofisico delle persone di Eni. È stato riconfermato il "Programma Benessere", che ha consentito ad oltre 600 dipendenti di praticare attività fisica presso centri sportivi selezionati. La prevenzione secondaria, invece, mira a diagnosticare in una fase iniziale quelle malattie che, se trovate precocemente, possono essere curate e guarite completamente. La prevenzione secondaria viene attuata, in Eni, insieme alla LILT (Lega Italiana per la Lotta ai Tumori) mediante il Programma di Diagnosi Precoce, al

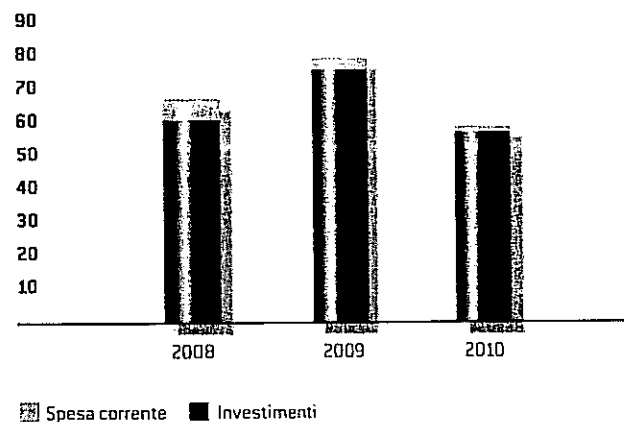
quale, nel corso del 2010 hanno aderito più di 3.400 dipendenti. Inoltre Eni ha stipulato una nuova convenzione con la Fondazione San Raffaele del Monte Tabor e H. Resnati SpA.

Infine la prevenzione terziaria mira a far sì che coloro che stanno curando una grave malattia o ne sono usciti, non ricadano in un'altra patologia, soprattutto di tipo psicologico. In questo campo è in corso, in collaborazione con il Ministero della Salute Italiano e AIMAC (Associazione Italiana Malati di Cancro), un progetto pilota per la promozione di una corretta informazione alle persone in Italia sulla malattia neoplastica e le sue conseguenze e sulle azioni di sostegno a favore di chi ne è colpito e dei familiari.

Spesa corrente ed Investimenti Salute

Spesa corrente ed Investimenti Salute

(milioni di euro)



■ Spesa corrente ■ Investimenti

Il lavoro in Italia e nel mondo

Al 31 dicembre 2010 lavoravano in Eni 79.941 persone, con un incremento di 2.223 lavoratori rispetto al 2009, pari al 2,9%. Questo numero è determinato principalmente dal decremento di 1.111 occupati in Italia (ad oggi 33.974 persone, 42,5% dell'occupazione complessiva) e dall'incremento di 3.334 occupati all'estero (ad oggi 45.967, pari al 57,5% dell'occupazione complessiva).

Nel corso del 2010 sono stati risolti in Italia 2.439 rapporti di lavoro, di cui 1.842 a tempo indeterminato e 597 a tempo determinato. Queste riduzioni, che hanno interessato tutti i settori di business, sono prevalentemente collegate alle azioni di efficienza in corso.

Sempre nel corso del 2010 è proseguito il processo di miglioramento del mix qualitativo tramite l'inserimento di nuove risorse dal mercato. In particolare in Italia sono state effettuate 1.516 assunzioni, di cui 703 con contratto di lavoro a tempo determinato. Le assunzioni a tempo indeterminato e quelle con contratto di apprendistato (complessivamente 813 unità) hanno riguardato in gran parte laureati (412) e diplomati (355), questi ultimi inseriti prevalentemente in posizioni operative. Le variazioni del campo di consolidamento avvenute nel 2010 sono riconducibili principalmente alla cessione di Padana Energia, al consolidamento di Eni Zubair nel settore Exploration & Production e di Eni fuel centrosud nel settore Refining & Marketing.

Per quanto riguarda l'estero la maggior parte dei nuovi inserimenti di persone ha riguardato in massima parte il settore In-

77058/371

gegneria & Costruzioni su nuovi progetti e, negli altri settori, il consolidamento delle società Altergaz in ambito Gas & Power e Eni Austria Tankstellenbetrieb in ambito Refining & Marketing. All'estero operano complessivamente 3.123 espatriati italiani nelle società consolidate a cui si aggiungono 500 espatriati italiani che operano presso società non consolidate.

L'età media delle persone che operano in Italia è di 44 anni, in aumento rispetto agli anni precedenti, mentre all'estero si registra un'età media di 39 anni (dato stabile).

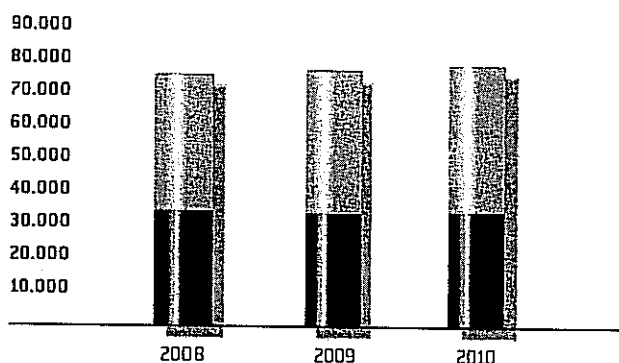
Per quanto riguarda la distribuzione per genere, è da segnalare che, rispetto al 2009, è aumentato del 7% il numero delle donne inserite nelle qualifiche manageriali (dirigenti e quadri).

Occupazione a fine periodo ^(a)	(numero)	2008	2009	2010	Var. ass. 2010-2009	Var. %
Exploration & Production		10.236	10.271	10.276	5	0,0
Gas & Power		11.692	11.404	11.245	(159)	(1,4)
Refining & Marketing		8.327	8.166	8.022	(144)	(1,8)
Petrochimica		6.274	6.068	5.972	(96)	(1,6)
Ingegneria & Costruzioni		35.629	35.969	36.820	2.857	7,9
Altre attività		1.070	968	939	(29)	(3,0)
Corporate e società finanziarie		4.866	4.872	4.681	(211)	(4,3)
		78.094	77.718	79.941	2.223	2,9

(a) Nel 2010 è variato il metodo di calcolo del numero dei dipendenti; il metodo è stato applicato anche agli anni 2009 e 2008 per una corretta comparazione dei dati. Il numero delle persone in servizio è suddiviso tra Italia ed estero in funzione della sede di effettivo utilizzo.

Occupazione a fine periodo

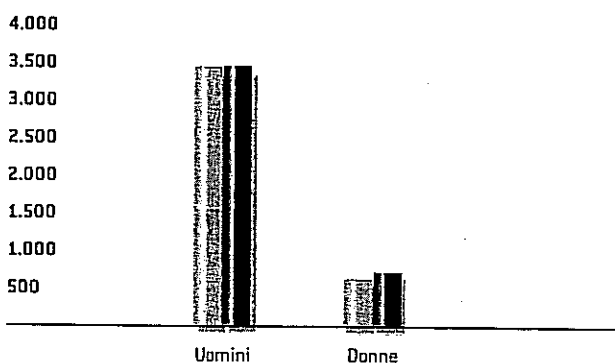
(numero)



■ Italia ■ Estero

Dipendenti in entrata/uscita per genere 2010 ^(*)

(numero)



■ Assunzioni ■ Risoluzioni

(*) Per l'estero sono riportate le assunzioni a tempo indeterminato o equivalente.

Dipendenti 2010 per qualifica e genere

(numero)

	Uomini			Donne		
	Italia	Estero	Totale Uomini	Italia	Estero	Totale Donne
Dirigenti	978	441	1.419	135	20	155
Quadri	6.523	4.348	10.871	1.832	647	2.479
Impiegati	12.510	15.808	28.318	4.803	4.764	9.567
Operai	7.164	19.415	26.579	29	524	553
Totale	27.175	40.012	67.187	6.799	5.955	12.754

Il cambiamento organizzativo

Nel corso del 2010 è stata avviata la fase operativa del progetto "Nuovo sistema normativo Eni", finalizzato alla definizione di un sistema di norme orientato ai processi, più fruibile ed efficace, ed in linea con l'evoluzione del modello organizzativo di Eni. In particolare, su proposta del CEO, sono state presentate le

Linee Fondamentali del nuovo sistema Normativo al CdA Eni SpA che le ha approvate. È stato inoltre formalmente istituito il ruolo di Process Owner per i processi e le tematiche di compliance/governance e sono state effettuate le nomine relative alle MSG emesse nel corso dell'anno (v. tabella).

Le nostre persone	Procurement
I nostri partner della catena del valore	Risorse umane
La global compliance	Commerciale
La corporate governance	Amministrazione e bilancio
L'eccellenza operativa	Composizione degli organismi di vigilanza e svolgimento delle attività di competenza e supporto delle società controllate da Eni SpA
I nostri partner istituzionali	Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate
L'information management	

MSG di processo

MSG di compliance

Gli interventi organizzativi sulle strutture e i processi – disegnati in un'ottica di sempre maggiore allineamento di Eni ad un modello di società integrata nell'energia – hanno riguardato:

- le strutture del Chief Financial Officer, dove è stato rivisto l'intero processo di gestione del credito commerciale attraverso la definizione di un nuovo modello integrato, l'emanazione di nuove Linee Guida e la costituzione del Comitato Crediti Corporate. È proseguito l'accentramento delle attività amministrative in Eni Adfin;
- le strutture del Chief Corporate Operations Officer, dove in ambito Health, Safety, Environment & Quality sono state integrate tutte le attività inerenti l'ambiente ed è stata costituita una struttura dedicata al presidio corporate delle tematiche di qualità;
- la Direzione Affari Legali, dove sono state razionalizzate le funzioni legali di business e rafforzato il presidio in materia di compliance;
- le aree di business, dove sono state condotte iniziative volte a focalizzare le strutture organizzative sulle attività a più alto valore aggiunto, valorizzando le competenze e massimizzando l'efficacia e l'efficienza dei processi.

Relazioni industriali

Nel corso del 2010, l'attività di relazioni industriali ha continuato a supportare e favorire la realizzazione dei processi di efficienza e di cambiamento organizzativo che hanno interessato Eni e le sue società. Nel mese di luglio, con la sottoscrizione di specifici accordi sindacali, è stato avviato un programma di collocamento in mobilità, nel rispetto delle esigenze tecnico-organizzative aziendali e per un numero massimo di 1.510 posti, del personale che raggiungerà i requisiti pensionistici nel periodo di sette anni dalla risoluzione del rapporto di lavoro. Il programma di mobilità – che si concluderà nel 2011 – riguarda Eni e le sue società controllate, ad eccezione delle società quotate in borsa e delle società unbundled.

È inoltre proseguita l'attività di interlocuzione con le organizzazioni sindacali a livello nazionale e locale, finalizzata a supportare e favorire i processi di riorganizzazione ed efficienza, che ha prodotto, anche attraverso specifici accordi sindacali, una razionalizzazione dei presidi sul territorio. In ambito associativo, tra i principali contratti collettivi nazionali di lavoro applicati in Eni, si segnala il rinnovo del CCNL Energia e Petrolio, mentre

sono ancora in corso le trattative per il rinnovo del CCNL Gas Acqua. A livello internazionale, nel mese di giugno, a Tunisi, si sono svolti il 14° incontro annuale del Comitato Aziendale Europeo e l'incontro con l'Organizzazione Sindacale internazionale ICEM sui temi delle Relazioni Industriali Internazionali e sulla Responsabilità Sociale d'Impresa. Nel corso dei lavori è stato prorogato l'Accordo sul Comitato Aziendale Europeo, che prevede un rafforzamento dei principi di informazione e consultazione nonché un ampliamento temporale della durata dell'accordo e del mandato dei componenti del CAE. Una giornata è stata dedicata ad un workshop seminariale per i delegati con approfondimenti sulla struttura organizzativa di Eni e sui significativi interventi legislativi in materia di diritto del lavoro. È proseguito infine il progetto di mappatura delle relazioni industriali nel mondo, in collaborazione con l'Osservatorio Diversity della SDA Bocconi.

Lo sviluppo delle persone

Sono state consolidate le attività di integrazione e revisione dei diversi strumenti di gestione e sviluppo utilizzati, che recepiscono il "modello di eccellenza Eni", a supporto dei processi di valutazione e di feedback. Continua l'impegno di Eni nella valutazione delle performance, con una copertura complessiva in Italia e all'estero pari al 98% con riferimento alla popolazione dei dirigenti, e al 46% dei quadri e giovani laureati. Il processo di feedback, progettato nel 2009 e implementato nel 2010, ha registrato un'elevata percentuale di coinvolgimento delle persone [87% i colloqui effettuati con i dirigenti e 80% con i quadri e i giovani laureati]. Il processo è stato supportato da attività di formazione dedicate alla sensibilizzazione e alla diffusione di strumenti sulla gestione del feedback capo-collaboratore, che hanno raggiunto, attraverso strumenti a distanza o interventi in aula, 1.372 dirigenti e quadri appartenenti a tutte le aree di business.

È proseguita nel 2010 la mappatura di tutte le risorse manageriali attraverso lo strumento della Management Review, che, sulla base dei livelli di performance espressi nel ruolo ricoperto e delle potenzialità di sviluppo, conduce alla segmentazione delle risorse. Per segmenti specifici della popolazione manageriale è stata approfondita la valutazione di capacità e competenze. I risultati hanno contribuito all'aggiornamento del "succession plan", per la sostituzione delle posizioni manageriali di primario interesse.

È stato inoltre esteso il processo di mappatura e "segmentazione" alle persone appartenenti alle fasce non manageriali: l'utilizzo di un approccio uniforme in tutte le realtà Eni ha lo scopo di garantire maggiore selettività e meritocrazia nei percorsi di sviluppo che generano i "bacini" manageriali e professionali di interesse.

Le politiche di Compensation & Benefits

Eni è impegnata nella valorizzazione e motivazione delle proprie persone attraverso il riconoscimento delle responsabilità attribuite, dei risultati conseguiti e della qualità dell'apporto professionale. Sono stati introdotti criteri più selettivi per l'attuazione delle politiche di compensation delle componenti fissa e variabile. Per le persone appartenenti alle fasce manageriali critiche è stato introdotto un nuovo piano monetario di lungo termine, collegato a condizioni di performance confrontate con quelle di un peer group internazionale [per approfondimenti si rimanda alle Note al bilancio della Relazione Finanziaria Annuale]. Sono state estese le politiche di incentivazione della mobilità internazio-

77058/373

le a tutte le sedi all'estero, allo scopo di migliorare ulteriormente il supporto alle attività internazionali.

Sono stati inoltre conclusi gli studi avviati nel 2009 su alcune specifiche aree professionali e geografiche, finalizzati ad analizzarne le condizioni di competitività e a definire politiche differenziate in rapporto alle esigenze di sviluppo delle attività all'estero. Anche per le fasce non manageriali sono stati effettuati studi volti all'introduzione di nuovi strumenti di incentivazione indirizzati alle professionalità maggiormente critiche per valorizzarne ulteriormente il contributo alla performance aziendale. Per quanto riguarda il sistema di benefit, è stata completata una prima fase di studio delle prassi su modelli e schemi pensionistici adottati nei paesi di interesse per Eni, per valutare opportunità di miglioramento dell'attuale sistema di governance ed è stato sviluppato un modello di simulazione delle prestazioni pensionistiche. Prosegue l'integrazione degli strumenti dell'area benefit a livello worldwide [ad esempio, assegnazione di autovetture ad uso promiscuo ai manager operanti all'estero].

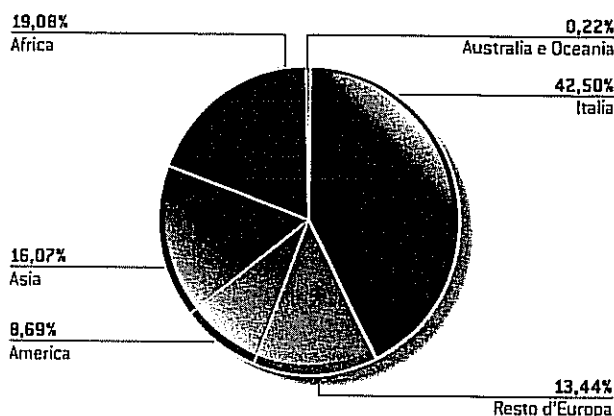
La dimensione internazionale

Mobilità geografica e reclutamento internazionale sono due ambiti sui quali sono state avviate diverse iniziative di rilievo. Per facilitare una mobilità internazionale consapevole delle diversità culturali è stato avviato, dopo l'edizione pilota del novembre 2009, un percorso formativo finalizzato allo sviluppo delle competenze internazionali e multiculturali delle persone di Eni che vivono per la prima volta esperienze di lavoro all'estero. Sono poi state avviate iniziative di formazione in tal senso rivolte agli HR manager delle società all'estero. Nel corso del 2010 sono stati realizzati web seminar su temi della mobilità internazionale che hanno visto la partecipazione delle unità HR di oltre 30 società controllate e che proseguiranno nel corso del 2011. Sono proseguite nel 2010 le attività di benchmarking e aggiornamento degli strumenti di supporto alla mobilità internazionale anche con lo sviluppo di sistemi informativi integrati nelle diverse fasi dell'assegnazione all'estero delle persone.

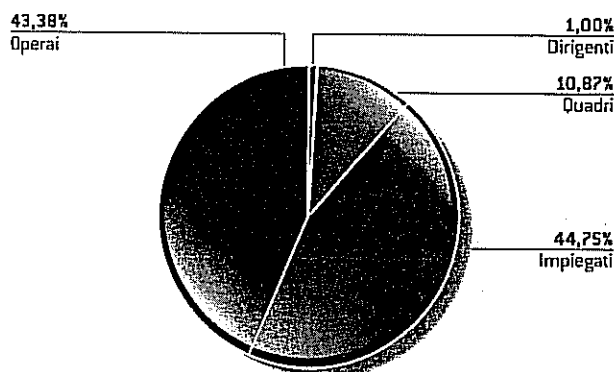
Un ampio spettro di interventi è stato dedicato alla valorizzazione delle persone locali con l'obiettivo di aumentare la loro presenza in posizioni manageriali (senior e middle management). In questa prospettiva sono stati elaborati 230 piani di sviluppo di risorse locali nel settore E&P. Con riferimento alle valutazioni del potenziale all'estero, è stato realizzato un ampio programma di rilevazione in Egitto, Angola e Nigeria.

Nel corso del 2010 è stato avviato il job posting per le posizioni all'estero della divisione E&P, sono stati potenziati gli strumenti di supporto alla mobilità interna nel sistema i-recruiting ed è stato realizzato il progetto i-offering che consente una piena integrazione tra processi di reclutamento e di gestione della mobilità internazionale.

Dipendenti per area geografica 2010



Personale estero per categoria professionale



Formazione, Knowledge Management e networking per la conoscenza

La formazione continua a rappresentare per Eni una leva di apprendimento organizzativo in tre grandi ambiti:

- lo sviluppo di competenze manageriali di leadership e di gestione delle risorse;
- la progettazione di iniziative a supporto dei processi di business;
- la diffusione di una cultura orientata ad alcuni valori considerati strategici per Eni: la salute dei lavoratori, la sicurezza e le tematiche ad alto impatto quali la compliance alle normative.

Formazione		2008	2009	2010
Spese	[milioni di euro]	59,8	49,23	45,72
Ore	[numero]	2.960.416	3.097.487	3.114.142

Oltre alla revisione della formazione istituzionale, hanno assunto una particolare rilevanza i temi della motivazione delle risorse e della creazione di un clima di maggiore integrazione come supporto al miglioramento continuo della performance individuale e dei team. Sono state realizzate una serie di iniziative rivolte alle specifiche aree di business che hanno coinvolto oltre 350 persone con ruoli di responsabili di risorse, in Italia e all'estero.

Sono state applicate in modo estensivo metodologie di formazione a distanza. In particolare, durante il 2010 è stata completata l'erogazione del corso e-learning sul nuovo Modello 231 ai key officer (circa 2.000 persone in Italia e all'estero). Sempre in materia di compliance, è stato realizzato un corso e-learning sul tema dell'anticorruzione.

Un'evidenza particolare è da riservare alla costituzione di una "faculty Eni" che ha visto nel 2010 le fasi di progettazione e di identificazione per la successiva formazione e certificazione dei docenti interni. L'obiettivo è quello di valorizzare il patrimonio interno di conoscenze e favorire la condivisione e diffusione del know how anche fra generazioni diverse.

Il sistema di Knowledge Management di Eni risulta costituito complessivamente da 53 comunità di pratica attive; il numero dei membri delle comunità è passato da 1.827 a 2.624, con un incremento complessivo pari al 44%.

Le collaborazioni fra Eni e le Università si sono ulteriormente rafforzate portando a circa 100 le convenzioni in essere per la realizzazione di specifiche iniziative: stage, lauree magistrali e master di interesse, con il coinvolgimento di circa 200 giova-

ni appartenenti ai vari atenei partner. Le iniziative realizzate nell'anno hanno portato all'assunzione in Eni, divisioni e società, di 85 partecipanti specializzati nei vari settori. Infine, nel 2010 è stato inaugurato il 54° anno accademico della Scuola Mattei che, dal 1957, svolge attività di formazione post-universitaria e ricerca sui temi dell'energia e dell'ambiente.

Comunicazione interna e welfare

Il 2010 ha visto il rilancio del principale strumento di comunicazione interna, il portale intranet myeni [utenti: 24.314]. Grazie all'integrazione con il sito internet istituzionale eni.com, il nuovo portale permette alle persone di accedere alle informazioni e alle risorse aziendali in modo sempre più immediato. Per raggiungere tutti i colleghi che lavorano all'estero, nel 2010 è stato inoltre creato myeni international, un nuovo canale leggero e veloce con contenuti presenti in lingua inglese. Dal myeni international si accede alle news del mondo Eni, alle risorse di sede e alle intranet locali.

Altri strumenti di comunicazione interna già avviati nel 2009 e utilizzati anche nel 2010 sono il digital signage, il myeni news e il network di comunicazione interna. Nel 2010 si è svolta la quarta edizione del programma cascade, rivolto a tutte le persone, con l'obiettivo di trasmettere le strategie Eni, declinate per area di business.

Una novità del 2010 è il welcome kit dedicato ai neo assunti, che contiene tutte le informazioni utili e i consigli per affrontare al meglio i primi giorni di vita in azienda e una guida on-line ai principali servizi in azienda.

Programma cascade	2010	Var. % vs. 2009
Persone coinvolte	31.387	+9%
Paesi coinvolti	39	
n. incontri realizzati	599	+24%
Soddisfazione dei partecipanti (feedback positivi sull'iniziativa)	84%	

Anche per il 2010 gli ambiti prioritari di intervento individuati nell'ambito del Progetto Welfare sono stati quelli legati al tema della "Famiglia", "Salute" e "Time & money saving".

È stato inaugurato il "Nido scuola Eni", una struttura pedagogica di eccellenza realizzata a San Donato Milanese. Il servizio ha aperto con la presenza di 114 bambini di età compresa tra i 3 mesi e i 6 anni ma è destinato ad ospitarne, dal 2011, circa 170. Per dare risposta alla crescente domanda di opportunità nell'ambito del filone "Famiglia" sono stati riconfermati i "Soggiorni Estivi Eni" con circa 2.000 partecipazioni, e sviluppate sia la proposta del "Soggiorno Tematico", portando a 200 le partecipazioni disponibili, che quella del "Campus estivo in città", con circa 400 iscritti. Ha assunto quest'anno particolare rilevanza la distribuzione di ingressi gratuiti ad eventi culturali di cui Eni è partner (circa 4.000 per concerti, mostre e spettacoli).

Legislazione e contenzioso lavoro

Nel 2010 Eni ha profuso un forte impegno non solo nella gestione delle controversie pendenti ma anche nella prevenzione di situazioni potenzialmente rischiose per l'azienda e per i lavoratori nell'ambito della disciplina del rapporto di lavoro.

In tema di prevenzione, le unità di contenzioso e legislazione del lavoro Italia/estero hanno promosso una serie di attività formative indirizzate alle funzioni HR di Divisioni/Società, anche per supportare la sempre più spiccata vocazione internazionale di Eni. Una puntuale azione di prevenzione delle criticità in Italia e all'estero ha consentito di mantenere il livello di conflittualità giuslavoristica al di sotto di quelli registrati dalle aziende di rilevanti dimensioni. È stato infine avviato, nel 2010, un sistema di reportistica che consentirà di pianificare al meglio azioni correttive volte anche al contenimento dei costi.

Contenzioso dipendenti 2010		
Totale contenziosi dipendenti	(numero)	1.051
Spese contenziosi dipendenti	(euro)	1.010.232
Rapporto prevenzione/controversie ^[a]		801/1.051
Saving contenzioso dipendenti ^[b]	(euro)	8.638.996

[a] Rapporto tra il numero di tutti gli interventi [pareristica e pre-contenzioso] volti a prevenire eventuali criticità connesse al rapporto di lavoro e il numero di controversie pendenti.

[b] Somme al lordo che il datore di lavoro ha risparmiato progressivamente rispetto al valore originariamente individuato per tutte le controversie pendenti nell'anno di riferimento.

77058/375

Il valore delle relazioni

Le relazioni istituzionali

Eni opera per promuovere rapporti saldi e proficui con i Paesi produttori e le Istituzioni dei Paesi di operatività, in contatto costante con il Ministero degli Affari Esteri italiano, con la rete diplomatica e consolare e con gli enti e le istituzioni italiane per l'internazionalizzazione. Per favorire l'interazione tra l'azione della diplomazia italiana e l'azienda sul territorio, nel 2010 è stato organizzato, in collaborazione con l'Istituto Diplomatico, un corso di formazione destinato ad Addetti commerciali di Ambasciata per presentare il modello di internazionalizzazione di Eni e l'approccio dell'azienda nei rapporti con i Paesi partner. Nel 2010 Eni ha partecipato, in stretto coordinamento con il MAE, alle attività di vari organismi internazionali, condividendo l'elaborazione della visione su significativi segmenti tematici e fornendo qualificati sostegni organizzativi nella gestione di eventi multilaterali. In qualità di membro dell'Industry Advisory Committee dell'International Energy Forum, Eni ha partecipato all'organizzazione del XII IEF Ministerial Meeting che si è svolto a Cancun nel 2010 a conferma della particolare importanza che Eni attribuisce al consolidamento del dialogo tra Paesi produttori e consumatori, volto ad una maggiore stabilità e trasparenza dei mercati dell'energia. Sullo stesso tema Eni è intervenuta al G20 Business tenutosi a Seul partecipando attivamente ai gruppi di lavoro.

La relazione con gli stakeholder sui temi dello sviluppo sostenibile

Eni ha proseguito nella sua strategia proattiva al fine di assicurare relazioni stabili e durature e promuovere iniziative, partnership e network per lo sviluppo sostenibile. Nel corso del 2010, l'attività di Eni è stata tesa al rafforzamento ed estensione dei rapporti con il Sistema Nazioni Unite, ONG, partnership e fondazioni per lo sviluppo sostenibile.

In particolare l'azienda ha consolidato la propria partecipazione al Global Compact attraverso il sostegno al Global Compact Leaders Summit del giugno 2010, l'adesione al programma Global Compact LEAD e la partecipazione attiva a Caring for Climate e ai gruppi di lavoro sull'Anti-Corruzione e sui Diritti Umani (Nazioni Unite). Sempre nell'ambito della cooperazione con il Sistema Nazioni Unite, Eni ha avviato attività di consultazione per la redazione di una partnership con il World Food Programme (WFP). Eni ha inoltre fatto progressi nel consolidamento delle partnership finalizzate al perseguimento dei Millennium Development Goals nei Paesi di operatività, attraverso l'accordo del giugno 2010 con The Earth Institute (Columbia University) per la promozione dell'accesso all'energia e della sostenibilità anche attraverso attività di formazione e di trasferimento di competenze, ed avviando un progetto con il Vale Columbia Centre per la definizione dei contenuti teorici e applicativi alla base del Modello di Cooperazione e sviluppo di Eni.

Continua la sua partecipazione a tavoli di lavoro promossi da organismi internazionali quali IPIECA, World Business Council for Sustainable Development (WBCSD), Extractive Industries Transparency Initiative (EITI), Business for Social Responsibility (BSR), Organization for Economic Cooperation and Development (OECD), International Energy Agency (IEA), Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC). È proseguita l'Operazione

Trasparenza con le ONG italiane e internazionali. A seguito dell'incontro tra i vertici di Eni e Amnesty International, nel luglio 2010 si è svolto un nuovo incontro di informazione sui temi del dialogo tra rappresentanti di Eni e dell'organizzazione. È proseguito e rafforzato il dialogo con le principali ONG italiane, con particolare riferimento ai temi degli impatti della presenza operativa sul territorio italiano, tra cui WWF, Legambiente, Amici della Terra.

Le relazioni con il territorio e il contributo allo sviluppo locale

In Italia e nel mondo Eni opera nei territori al fine di instaurare relazioni improntate alla correttezza, alla trasparenza e al dialogo continuo con gli stakeholder, perseguendo obiettivi condivisi per creare valore e opportunità di sviluppo sostenibili. L'azienda opera attraverso la definizione di accordi di cooperazione di lungo periodo con i Governi e di joint venture con le National Oil Company, considerando l'importanza che riveste la valorizzazione delle capacità delle persone e delle imprese nei territori e favorendo il trasferimento di conoscenze e la crescita di professionalità locali. Eni contribuisce a uno sviluppo locale sostenibile attraverso la creazione di reti estese con i soggetti promotori dello sviluppo e la realizzazione di iniziative volte a stimolare il tessuto economico e sociale locale, anche attraverso le attività di Eni Foundation. Nel 2010 le spese per il territorio (comprensive di investimenti per il territorio a favore delle comunità, liberalità, contributi associativi, sponsorizzazioni, contributi a Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation) ammontano a circa 108 milioni di euro.

Gli accordi strategici

Prosegue l'impegno nel consolidamento delle relazioni con i Paesi produttori, con particolare riferimento ai Paesi dell'Africa sub sahariana e nel nord Africa. Nel 2010 Eni ha siglato nuovi accordi strategici in Egitto, Libia, Togo, Iraq, Repubblica Democratica del Congo e Venezuela, contenenti programmi orientati a coniugare il business e lo sviluppo sostenibile del Paese.

Nell'ambito degli accordi in essere e, in particolare, della promozione all'accesso all'energia sono stati realizzati progetti di elettrificazione in Congo e Nigeria. In marzo è stata inaugurata la Centrale Electrique du Congo (CEC) con una potenza di 150 MW. A dicembre è stata inaugurata la seconda turbina da 150 MW portando la capacità totale di produzione di energia a 300 MW. Sono attualmente in corso le attività di riabilitazione della linea elettrica ad alta tensione tra Pointe Noire e Brazzaville e le attività di costruzione/riabilitazione delle stazioni a media tensione. In Nigeria da gennaio a novembre sono stati realizzati 16 progetti di elettrificazione negli stati di Rivers (13), Bayelsa (1) e Delta (2).

La partecipazione e il coinvolgimento delle comunità

Eni informa e coinvolge le comunità locali promuovendo il dialogo in tutte le fasi del progetto operativo, principalmente con l'obiettivo di valutare le loro aspettative sui nuovi progetti, condividere i processi di valutazione degli impatti sul territorio, progettare gli interventi per mitigare gli eventuali impatti negativi, individuando al contempo possibilità di favorire lo sviluppo locale. Al fine di garantire l'accesso all'informazione e la partecipazione delle comunità, in tutte le consociate Eni si è dotata di unità preposte alle relazioni con il territorio e comunicazione esterna, tese a garantire il dialogo sulle attività comuni.

Sono stati sviluppati modelli di Community Relations nei Paesi di presenza operativa, in particolare in Val d'Agri, in Congo e in Ecuador. In quest'ultimo Paese, Eni ha sottoscritto accordi di cooperazione e sviluppo con 26 comunità, presenti nell'area di influenza delle operazioni, molte delle quali sono raggruppate in Associazioni. La consociata Agip Oil Ecuador promuove lo sviluppo socio-economico dell'area attuando un costante processo di consultazione delle comunità e di partecipazione attraverso diversi strumenti informativi tesi ad evidenziare i potenziali rischi non tecnici, gli studi di impatto effettuati, le misure di mitigazione e i piani di gestione ambientale. Il Dipartimento di Relazioni Comunitarie è responsabile dell'esecuzione di tutte le fasi e le azioni per la definizione degli accordi con le comunità che vanno dall'ascolto delle proposte progettuali delle comunità, discussione delle proposte in Assemblee Comunitarie, sottoposizione proposta al Dipartimento di Relazioni Comunitarie e alle autorità nazionali e provinciale quali garanti. Gli accordi comunitari prevedono anche che una parte dei fondi sia gestita direttamente dalle stesse comunità.

La progettazione e la realizzazione degli interventi per lo sviluppo locale

Eni valuta le proprie interazioni con i contesti socioeconomici in cui opera e definisce le azioni che contribuiscono allo sviluppo locale sulla base di studi di contesto e dell'ascolto dei propri stakeholder; per fare ciò, si avvale di partner d'eccellenza appartenenti al mondo della ricerca universitaria, dell'alta consulenza, delle associazioni non governative, a livello sia internazionale sia italiano. Nell'ambito della partnership con The Earth Institute, è stato avviato un progetto per la misurazione dell'efficacia delle azioni e dei progetti. Sono stati realizzati casi pilota per la misurazione delle attività di local content in Kazakhstan, Perù e Angola. Nell'ambito dell'integrazione degli strumenti operativi di valutazione degli impatti, è stato avviato un caso pilota per la valutazione dell'impatto sui diritti umani nell'ambito di una Social Baseline Analysis - SBA in Egitto. In Congo, Eni si avvale della collaborazione di AVSI per la valutazione degli impatti e la definizione delle strategie di community relations. Esperti della fondazione AVSI hanno realizzato analisi del contesto socio economico, valutazioni degli impatti sociali delle attività di Eni sul territorio e mappatura degli Stakeholder nell'area del progetto operativo di Mboundi, conducendo interviste in 24 Villaggi e promuovendo la compilazione di più di 490 questionari. Infine AVSI ha elaborato e proposto un programma di investimenti sociali per le Comunità finalizzato alla mitigazione degli impatti sociali derivanti dalla presenza di Eni sul territorio circostante e ad offrire un contributo alla realizzazione di piani di riduzione della povertà definiti dal Governo Congolese.

Il sostegno all'imprenditorialità locale è un'altra linea operativa fondamentale per garantire lo sviluppo sociale ed economico delle comunità nelle quali Eni svolge le proprie attività; tale supporto avviene anche attraverso lo strumento del microcredito. In Nigeria, nell'ambito del Green River Project, 30 società cooperative sono state supportate attraverso un programma di micro credito e distribuzione di materiale agricolo; 10 frantoi per processare i semi di palma da olio e 12 mulini per la lavorazione della manioca sono stati realizzati in varie comunità vicine alle attività industriali di Eni. Diversi progetti di microcredito e di sostegno all'impresa sono stati realizzati anche in Pakistan dove, nell'am-

bito del programma di sviluppo rurale Bhit Rural Sustainability Program (BRSP), è stato agevolato l'ottenimento di prestiti per l'avvio di piccole imprese.

Sul territorio italiano, oltre alle attività di consolidamento delle relazioni con gli stakeholder e di individuazione condivisa di opportunità di sviluppo con le comunità locali in Basilicata, sono stati realizzati diversi progetti di analisi e riqualificazione territoriale e di sviluppo previsti nell'ambito degli accordi in essere con gli enti locali, tra cui il Comune di Sannazzaro de' Burgondi, gli enti locali dell'area di Ravenna e il Comune di Gela.

Per una descrizione dettagliata delle attività e dei progetti nel mondo si veda sito eni.com.

Il contributo allo sviluppo della filiera dell'indotto

Eni partecipa allo sviluppo dei Paesi in cui opera anche attraverso il potenziamento della filiera legata all'indotto petrolifero in accordo con i Governi locali. Eni promuove la massimizzazione del local content partendo da una valutazione delle potenzialità locali nei Paesi in cui è in procinto di avviare le attività. Inoltre, nell'ambito degli accordi in essere, Eni fornisce assistenza alle compagnie locali sul controllo dei sistemi di qualità al fine di raggiungere certificazioni riconosciute a livello internazionale. Requisiti legati allo sviluppo del local content sono stati inclusi nelle nuove "Guidelines for Preparation of Procurement Strategy". Eni, inoltre, insieme ad altre imprese partecipa ai tavoli di lavoro internazionali sul tema; in particolare, dal 2010 partecipa al progetto National Market Participation Initiative del WBCSD per l'individuazione di buone pratiche in tema di local content.

La promozione e il monitoraggio di comportamenti responsabili nella catena di fornitura

Eni richiede ai propri fornitori di aderire a normative e standard specifici, quali il Codice Etico aziendale, il Modello 231, la Linea Guida per la tutela e la promozione dei diritti umani, oltre che, rispetto ai principi e alle pratiche di salute, sicurezza e ambiente, di rispettare standard contrattuali generali e specifici. I fornitori sono sottoposti a iter di qualifica e audit, a visite di inspection & expediting, nonché a processi di valutazione delle prestazioni e di verifica delle azioni correttive individuate, anche attraverso azioni di accompagnamento al processo di miglioramento. Nel 2010 sono stati estesi i sistemi di Vendor Management (implementazione del sistema e formazione di risorse locali) in Pakistan ed Algeria ed è stata avviata l'attività in Iraq. Sono stati sviluppati programmi di informazione e di formazione rivolti ai gestori dei contratti della linea operativa (tra cui persone locali) per il monitoraggio del rispetto dei diritti umani. Nel 2010 sono state formate con certificazione di Auditor SA8000 6 persone, tra cui i procurement manager di Congo e Angola. Sono stati emessi e diffusi standard contrattuali per l'estero e nuove linee guida degli approvvigionamenti (Italia ed estero) che includono requisiti relativi al rispetto dei diritti umani. Anche nel 2010 sono stati svolti audit specifici SA8000 presso fornitori e loro sub-fornitori nei Paesi di presenza; in particolare in Africa su fornitori locali rilevanti in Angola e in Congo (8 fornitori auditati e 2 follow-up di audit eseguiti nel 2009 in Congo). È stato effettuato un monitoraggio sui fornitori non in linea con gli standard Eni su 4 realtà estere (tra cui Algeria e Angola) ed una italiana. Sono state condotte iniziative di supporto al flaring down attraverso il set-up/expediting su

77058/377

2 contratti estero (M'Boundi in Congo e Ogbainbiri in Nigeria). Eni partecipa al Carbon Disclosure Project Supply Chain per la raccolta dei dati sui comportamenti dei principali fornitori relativa-

mente al controllo delle emissioni di gas serra. Eni partecipa alla Task Force Supply Chain di IPIECA, per la promozione degli aspetti ambientali e di sostenibilità nella supply chain.

Fornitori e processi di qualifica 2010

Procurato ^(a)	(milioni di euro)	
- Lavori		32.626
- Servizi		5.719
- Beni		15.029
% Fatturato Top 20	(%)	18%
Fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui diritti umani	(numero)	10.647
% di procurato verso fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui diritti umani	(%)	89%
Verifiche con esito negativo e conseguenti azioni intraprese	(numero)	201
- Sospensioni		36
- Revoche		3
- Lettere di richiamo		201

(a) Il dato include il procurato generato da Eni verso le altre società del gruppo.

La cultura dello sviluppo sostenibile

Nel 2010 Eni è stata partner istituzionale delle attività Museali della Fondazione Musei Civici di Venezia, che comprende una rete di undici sedi museali, tra cui il Palazzo Ducale e il Museo Correr. Diffuso il sostegno a manifestazioni culturali in Italia, come il Festival di Mantova e il Festival di Ravenna. Sul versante della promozione della letteratura, è stata principale promotrice del progetto Esor-dire, organizzato dalla Scuola Holden, dedicato allo scouting di nuovi talenti letterari della narrativa italiana. Eni è stata partner principale dell'Accademia di Santa Cecilia, del Festival MiTo, dell'African Day e del FAI di Taranto. Grazie alla collaborazione con il Museo del Louvre e il Comune di Milano, sotto il patrocinio del Ministero per i Beni e le Attività Culturali, è stata presentata la Mostra: "Tiziano a Milano" [La donna allo specchio - Femme au miroir]. Il prestito si inquadra nell'ampia collaborazione instaurata tra Eni e il Museo del Louvre che ha visto la città di Milano nuovamente protagonista, un anno dopo l'esposizione del San Giovanni Battista di Leonardo. Nell'ambito di questa collaborazione Eni è stata Mécène Principal della mostra "L'antichità riscoperta - Innovazione e Resistenza nel XVIII secolo" al Louvre.

L'8 luglio 2010, il Ministero dell'Istruzione dell'Università e della Ricerca ed Eni hanno sottoscritto un protocollo d'intesa di durata triennale che prevede il sostegno al Piano per l'innovazione digitale nella scuola, "Scuola Digitale", attraverso iniziative didattiche e formative con contenuti digitali innovativi sui temi dell'energia e, più in generale, su tematiche scientifiche. Nell'anno scolastico 2009/2010 Eni ha sperimentato il progetto "Smart English", un nuovo metodo di insegnamento della lingua inglese che integra il programma curricolare con risorse stimolanti e il più possibile affini agli interessi degli studenti in un'ottica di edutainment. Uno dei punti forza del progetto è il portale eniscuola.net - che è stato notevolmente potenziato. Anche per l'anno scolastico 2009-2010, è proseguito il progetto Schoolnet, in collaborazione con la Fondazione Enrico Mattei finalizzato a promuovere il dialogo e lo scambio fra le scuole delle regioni dove opera, in particolare in Italia (Val d'Agri, Val Camastra e Val Basento), Norvegia, Australia, Stati Uniti (Alaska), Timor Leste, Indonesia, Pakistan, Angola.

Nel 2010 il fulcro delle attività dell'archivio storico Eni è stata la realizzazione della mostra itinerante dedicata alla storia del brand aziendale dal titolo: "Il cane a sei zampe. Un simbolo tra memoria e futuro".

La relazione con i Clienti e i Consumatori

Sono proseguiti nel 2010 i progetti volti a migliorare la qualità dei servizi offerti, ad aumentare il grado di soddisfazione dei clienti e a consolidare il sistema di relazioni interattive con le Associazioni dei Consumatori.

Il settore Gas & Power ha proseguito il programma di iniziative (investimento di circa 9 mln di euro) volte a raggiungere "l'eccellenza del servizio" e a rappresentare un modello di riferimento per la qualità del servizio.

Eni punta alla ricerca delle migliori soluzioni per rispondere alle richieste dei propri clienti e per essere percepita sempre più come una realtà aperta, efficiente, trasparente, dinamica. La realizzazione del piano programmatico di interventi ha interessato i processi e i sistemi aziendali al fine di sviluppare su due ambiti il livello di servizio offerto ai propri clienti: multicanalità e miglioramento dell'esperienza del cliente.

Il primo ambito raccoglie tutte le iniziative volte allo sviluppo della multicanalità, in modo da affiancare ai canali tradizionali canali tecnologicamente innovativi per consentire al cliente di interagire con Eni scegliendo il mezzo più idoneo alle proprie esigenze e godendo, allo stesso tempo, di tutti i vantaggi in termini di costi, tempi e qualità del servizio. Eni ha potenziato il proprio contact center in modo da assicurare, con operatori specializzati, un contatto qualificato e flessibile nel cogliere le esigenze della clientela (oltre l'85% delle richieste concluse positivamente durante la telefonata) e ha introdotto miglioramenti del servizio attraverso la prenotazione della richiamata da parte del cliente, la semplificazione dell'albero fonico, la rilevazione della customer satisfaction a fine della chiamata con punteggio esprimibile dal cliente su tastiera. Tra i risultati raggiunti, si segnala che, nelle classifiche stilate e pubblicate dall'AEEG nel 2010 relative alla qualità dei servizi telefonici, Gas & Power ha ottenuto la seconda posizione, confermando il costante impegno nella qualità del servizio.

Gestione dei clienti retail nelle attività di vendita di gas ed elettricità (2010) rispetto alla AEEG per i call center		Eni 2009	Eni 2010	Standard AEEG
% di chiamate telefoniche dei clienti che hanno parlato con un operatore (livello di servizio)		87,5%	94,6%	80%
Tempo medio di attesa al call center	(secondi)	120	112	240

Inoltre, è stato migliorato anche il web attraverso la semplificazione delle sezioni informative, lo snellimento della sezione per sottoscrivere un nuovo contratto e l'incremento delle operazioni eseguibili in self care. Infine, negli Energy Store Eni sono stati avviati due piloti di sperimentazione tecnologica attraverso l'utilizzo di vetrine interattive (a Roma) e di totem con possibilità di videochiamate ad operatori di back office (a Roma e a Torino). Il secondo ambito del piano programmatico di interventi è relativo a quelle iniziative che migliorano l'esperienza del cliente nel rapporto con Eni, in termini di maggior consapevolezza della gamma dei servizi offerti e di maggiore interazione/consapevolezza du-

rante lo svolgimento dei processi di back office. A tal fine, Eni ha avviato nel 2010 il progetto Cabina di Regia che consente di ridurre i tempi di lavorazione in back office e, per alcuni processi, di interagire con il cliente tramite l'invio automatizzato di sms. Prosegue, infine, il progetto nuovo sistema di fatturazione finalizzato a migliorare l'attività di back office per tutti i clienti Gas & Power. Nel complesso, l'indice di soddisfazione della clientela nel settore Gas & Power è in linea con l'anno precedente, confermando per il triennio 2008 - 2010 il miglioramento delle valutazioni dei servizi offerti, nonostante un contesto di mercato che evidenzia un generale deterioramento del livello di soddisfazione.

Indice di soddisfazione G&P	2008	2009	2010
Eni G&P	7,3	7,8	7,7
Media Panel (*)	7,2	7,8	7,5

(*) Il panel analizzato si riferisce a società che rappresentano oltre il 50 % del mercato.

Nel 2010 Eni ha condotto una serie di ricerche di mercato finalizzate alla definizione di un nuovo posizionamento del brand Eni gas e luce e all'individuazione delle nuove esigenze energetiche della clientela in un mercato sempre in evoluzione. Ciò ha portato alla creazione di nuovi pacchetti gas e luce Eni finalizzati a cogliere al meglio le esigenze di specifici segmenti di clientela. Eni conta nel 2010 4.542 stazioni di servizio in Italia e 1.625 all'estero, valutate per qualità, efficienza e innovazione fra le migliori in Europa. Il settore Refining & Marketing è impegnato in un miglioramento continuo degli standard qualitativi e in un incremento delle attività non-oil sulla rete di stazioni di servizio. È proseguito nel 2010 il processo graduale di rebranding a marchio Eni delle stazioni di servizio, che ha visto l'inaugurazione di circa 500 stazioni con il nuovo marchio. Il numero di enicafè realizzati al 31.12.2010 è pari a 535 locali dei quali 300 con offerta standardizzata costituita da corner caffetteria e offerta panini/focacce (vs. 187 a fine 2009). Nel corso del 2010 sono stati inoltre realizzati n. 245 enishop (di cui n. 147 all'interno di enicafè e n. 98 stand-alone). L'indice di soddisfazione della clientela, che misura il livello di soddisfazione percepito dai consumatori è rimasto sostanzialmente invariato ai livelli del 2009 (7,9 su una scala da 1 a 10). L'indice sintetico di Mystery Motorist, che misura il livello di erogazione della qualità del servizio, è migliorato nel 2010, passando da 85% (2009) a 85,5% e raggiungendo un valore di 88,5% per le stazioni di servizio a gestione diretta (enirete). L'offerta Iperself (modalità di vendita a prezzo scontato in orario di chiusura) nel 2010 ha raggiunto ca. 3.600 punti vendita con un peso del 29,5% sul totale erogato degli aderenti vs. il 28,8% del 2009.

A livello di Servizio Clienti del settore Refining & Marketing si è

registrato nel 2010 un ulteriore miglioramento degli standard di servizio, raggiungendo i seguenti risultati:

- GDE (Grado di Efficienza: rapporto tra chiamate evase e chiamate ricevute): 96% vs. 95% del 2009;
- Casi risolti alla prima chiamata: 83% vs. 57% del 2009;
- TMC (Tempo Medio di Conversazione): 180 secondi vs. 219 del 2009.

Per quanto riguarda le relazioni con le Associazioni dei Consumatori, da sottolineare che nel corso del 2010, a conclusione dello specifico iter di formazione curato direttamente che ha coinvolto circa 600 operatori di sportello e conciliatori delle Associazioni dei Consumatori, è stato esteso su tutto il territorio nazionale il Protocollo di Conciliazione. Per ulteriori dettagli si veda il sito eni.com. Il ciclo annuale dei workshop territoriali ha coinvolto, in 8 eventi, circa 250 rappresentanti delle Associazioni, tra responsabili nazionali, regionali, provinciali e referenti territoriali. Sono state approfondite principalmente tematiche relative alla liberalizzazione del mercato dell'energia, al metodo di erogazione dei servizi al Cliente ed alle principali novità del quadro normativo. Nel 2011 sarà realizzato un nuovo ciclo di workshop territoriali, l'aggiornamento dell'area web dedicata incrementando l'offerta di servizi, la nuova rilevazione della Consumer's Satisfaction. Proseguirà nelle attività di formazione per conciliatori e nello sviluppo del Protocollo di Conciliazione. Sarà inoltre attivato un tavolo periodico dedicato alla relazione interattiva con le Associazioni. Infine sarà lanciato un concorso a premi, teso a valorizzare e sviluppare un'idea proposta alle Associazioni dei Consumatori da un giovane talento, che abbia carattere innovativo nel campo delle modalità di offerta ai consumatori dei servizi resi da Eni.

77058/379

L'ambiente e le risorse naturali

La gestione ambientale

La maggior parte dei sistemi di gestione delle unità operative rilevanti è registrata secondo la norma internazionale ISO 14001. In particolare:

- per il settore Exploration & Production 23 società operatrici hanno ottenuto la certificazione ISO 14001 di tutti i siti operativi su un totale di 39 società operatrici certificabili;
- nel settore petrolchimico, della raffinazione e della generazione elettrica (ad eccezione della nuova centrale di Ferrara) è stata completata da tempo la certificazione ISO 14001 di tutti gli stabilimenti produttivi.

La diminuzione del numero complessivo di certificazioni ISO 14001 è imputabile alla riorganizzazione nel settore Refining &

Marketing dei siti industriali in 5 HUB e all'accorpamento di molti siti operativi.

In Europa le principali unità produttive hanno intrapreso il percorso di registrazione EMAS. Il settore Refining & Marketing ha implementato presso la raffineria di Venezia un sistema gestione energia conforme allo standard ISO 16001, ottenendo nel dicembre 2010 – prima realtà industriale in Italia – la relativa certificazione. Nei prossimi anni il programma di certificazione proseguirà coinvolgendo altre raffinerie e sono in corso le valutazioni per l'estensione ad altri settori. A marzo 2010, è stato completato il sistema informativo centralizzato per la raccolta dei dati sulle emissioni in Aria, Acqua, Suolo e Rifiuti. Lo strumento oltre a soddisfare i requisiti dettati dal Regolamento Europeo 166/2006/CE, consentirà di integrare, uniformare e migliorare la gestione dei dati ambientali a livello centrale, in termini di monitoraggio delle performance.

Certificazioni ambientali	(numero)	2008	2009	2010
ISO 14001		104	105	97
EMAS		11	9	9

Spese ambientali	(milioni di euro)	2008	2009	2010
Spese correnti		619,85	628,27	544,43
Investimenti		460,85	695,80	606,91
Totale spese ambiente ^(a)		1.080,71	1.324,07	1.151,33

(a) La somma dei parziali potrebbe non corrispondere al totale a causa dell'approssimazione dovuta alle cifre decimali.

La lotta al cambiamento climatico

Le emissioni ⁴ di gas serra del 2010 rispetto al 2009 aumentano del 5,2%, dopo due riduzioni successive del 7% nel 2008 e nel 2009. L'aumento di quasi 3 mln ton CO₂eq è determinato per il 50% da maggiori attività E&P (1,5 mln ton CO₂eq in più determinate dall'aumento della produzione e da un temporaneo aumento del gas vented in Ecuador per problemi tecnici) e per il 40% dalla maggiore produzione di energia elettrica (più 1,2 mln ton CO₂eq per l'entrata a regime dei nuovi impianti di produzione [+7 % di produzione]). Gli indici di emissione fondamentali – ossia le emissioni di GHG da flaring e venting per ktep prodotti del settore E&P, per kWhq prodotti nel settore elettrico e calcolati sulla base della complessità delle lavorazioni di raffinazione – rimangono praticamente invariati a testimonianza dell'utilizzo delle scelte tecnologiche implementate.

Il Piano di azioni Eni volto alla mitigazione dei cambiamenti climatici si focalizza principalmente sulla riduzione del gas flaring e la promozione dell'efficienza energetica. Eni ha ulteriormente incrementato l'obiettivo di riduzione del gas flaring portandolo all'80% di riduzione entro il 2014 rispetto ai livelli del 2007. Per raggiungere tale obiettivo, sono in corso d'implementazione numerosi progetti in Algeria, Congo, Libia, Indonesia, Nigeria, Tunisia, Kazakhstan volti alla realizzazione di nuove e moderne

infrastrutture quali condotte per il trasporto gas, centrali termoelettriche ad alta efficienza e impianti di liquefazione gas.

Per ciò che concerne invece l'aumento dell'efficienza energetica, le iniziative in corso riguardano tutta la filiera energetica, dalle attività di produzione al trasporto, dalla conversione dell'energia all'utilizzo finale.

In particolare nel settore raffinazione e petrolchimica gli interventi realizzati nel corso del 2010 hanno consentito un risparmio di circa 29 ktep (circa 77 kton di CO₂). Gli stessi interventi a regime, consentiranno di risparmiare circa 54 ktep/a (oltre 150 ktCO₂/a). La Divisione Refining & Marketing ha avviato il progetto Stella Polare, che introduce una visione innovativa della gestione dell'energia, con una maggiore attenzione agli interventi di natura gestionale rispetto ai tradizionali investimenti capital-intensive.

Alcune di queste iniziative rientrano nelle azioni utili a minimizzare le emissioni delle installazioni soggette ad Emissions Trading. Inoltre, riguardo l'efficienza negli usi finali, la divisione Gas & Power collabora con i clienti finali, erogando servizi di consulenza tecnica per promuovere iniziative di risparmio energetico.

Altre iniziative d'interesse sono gli studi di fattibilità e l'implementazione di interventi atti a sviluppare l'uso delle fonti energetiche

[4] Per il dettaglio delle emissioni si veda il documento: "Sustainability Performance 2010"

rinnovabili (es. solare, biomasse ed eolico) nelle operazioni, nonché le attività di Cattura e Stoccaggio della CO₂ (per tale argomento si rimanda alla sezione relativa all'Innovazione Tecnologica). Eni infine è attiva nella promozione del metano per autotrazione quale carburante a basso contenuto di carbonio.

A conferma dell'impegno nella mitigazione dei cambiamenti climatici, nel 2010 Eni ha aderito all'iniziativa promossa dal Carbon Disclosure Project nella Supply Chain che consentirà ad Eni di valutare e gestire i rischi e le opportunità connessi ai cambiamenti climatici nella supply chain, al fine di indirizzare meglio le proprie scelte e azioni, nonché di aumentare la consapevolezza del proprio carbon footprint, includendo anche le emissioni indirette di gas serra generate dalle attività/prodotti appaltati.

Le emissioni in atmosfera

Eni si impegna ad applicare le Best Available Techniques (BAT) e i migliori standard procedurali per la riduzione delle emissioni ed il controllo dei principali inquinanti in atmosfera (es. ossidi di azoto e zolfo, particolato, monossido di carbonio e composti aromatici). Anche a seguito del rilascio delle autorizzazioni integrate ambientali (AIA), alcune installazioni localizzate in territori particolarmente sensibili, hanno adottato misure mirate per il controllo e contenimento delle polveri e dei suoi precursori, nonché delle emissioni odorogene.

Il 2010 è stato un anno di ripresa delle attività, registrando un aumento dei consumi e delle emissioni di CO₂ da combustione rispetto all'esercizio 2009, che aveva risentito a sua volta della crisi economica nata a fine 2008.

In particolare, le emissioni di SO₂ registrano un aumento complessivo di circa il 4,8%. L'andamento è determinato dal peso del settore raffinazione, che ha visto una crescita significativa per la fermata di manutenzione dell'impianto di desolforazione e deni-

trificazione (SNO₂) della raffineria di Gela, oltre all'entrata in esercizio di nuovi impianti nella raffineria di Taranto. Tuttavia sono da segnalare le riduzioni consistenti di emissioni di SO₂ in seguito al fuel switching di molti settori, quali G&P (-21%), I&C (-24%) con riduzione dell'olio combustibile (ATZ -96% e BTZ -73%) e Petrolchimica (-28%) dove è stato ridotto l'utilizzo di BTZ del 32%.

Si osserva inoltre una riduzione complessiva delle emissioni di NO_x (-5,4%), riconducibile essenzialmente al contributo del settore E&P (riduzione dell'8,5% pari a circa 6.396 t) che controbilancia l'aumento di produzione di energia elettrica del 7% (indici di emissione invariati).

Nel corso del 2010 sono state implementate o migliorate attività di monitoraggio della qualità dell'aria in alcune consociate Exploration & Production (Angola, Croazia, Egitto, Indonesia, Italia, Kazakhstan-KCO, Libia). EniPower ha completato l'installazione dei bruciatori VeLoNOx per 8 cicli combinati sui 9 tecnologicamente adatti all'installazione. Il settore petrolchimica ha continuato il progetto, iniziato nel 2009, per il monitoraggio delle emissioni fuggitive: a fine 2010 sono stati censiti circa 265.000 punti per il monitoraggio delle emissioni fuggitive; il progetto terminerà nel 2014. Nel settore trasporto e stoccaggio è continuata la sostituzione delle turbine con unità a basse emissioni: l'attività di adeguamento alle nuove tecnologie proseguirà nel quadriennio con la sostituzione di ulteriori 13 unità.

Nella seconda metà del 2010 è stato avviato il Progetto pilota "Sviluppo di un sistema di monitoraggio dei VOC basato su tecnologia Wireless Sensor Network (WSN) presso lo stabilimento petrolchimico di Mantova, con la finalità di fornire ai gestori un sistema di monitoraggio real-time versatile, volto ad identificare le possibili azioni di miglioramento per ridurre l'impatto ambientale. Il progetto coinvolge attivamente le business unit interessate nella definizione di uno standard applicativo Eni.

Emissioni dirette GHG	(MtCO ₂ eq)	2008	2009	2010
Emissioni GHG		61,99	57,66	60,68
Emissioni indirette GHG	(MtCO ₂ eq)	2008	2009	2010
Emissioni GHG (scope 2)		-	-	1,73
Consumo lordo di energia	(tep)	2008	2009	2010
Consumo lordo di energia		16.868.850	17.461.152	19.836.211
Emissioni ^(a)	(ton)	2008	2009	2010
Emissioni NO _x		116.995	115.426	109.954
Emissioni SO ₂		52.955	50.292	52.827

(a) Le emissioni sono risultanti da stime basate sui quantitativi di combustibile utilizzato e su fattori di emissioni medi di settore. Per approfondimenti sul metodo di calcolo si veda "Sustainability Performance 2010".

Tutela delle risorse naturali: biodiversità, ecosistemi e tutela risorse idriche

Eni è impegnata nell'integrare la conservazione della biodiversità nelle sue realtà operative internazionali attraverso la mappatura dei siti operativi rispetto alle aree ad alto valore di biodiversità e alla presenza di servizi ecosistemici. Scopo di questa attività di mappatura è di differenziare le realtà operative sulla base della loro rilevanza rispetto a biodiversità e servizi ecosistemici e di identificare dove è prioritario implementare specifici "Biodiversity Action Plan" per gestire efficacemente i rischi operativi, regolativi e reputazionali connessi a queste tematiche oltre che a massimizzare ogni eventuale opportunità di conservazione.

Con l'adesione al progetto "Proteus 2012", che consente l'accesso sia al "World Database on Protected Areas" (WDPA) che all'"Integrated Biodiversity Assessment Tool" (IBAT), Eni si è attrezzata con gli strumenti informativi ed informatici essenziali per la realizzazione di tale mappatura che avverrà prendendo in considerazione tre livelli di criteri: la presenza di aree sensibili e protette, di specie protette e a rischio e di servizi ecosistemici importanti sia dal punto di vista ambientale che sociale. La mappatura è stata implementata a partire dalle installazioni del settore Exploration & Production: una delle prime consociate ad essere coinvolta in tale processo è stata Eni Congo, ove è stata effettuata la valutazione dell'area onshore di M'Boundi, iniziata nel 2010. Le valu-

77058/381

tazioni relative a biodiversità e servizi ecosistemici sono state integrate nello Standard ESHIA recentemente emesso per essere applicato in tutti i progetti e siti operativi.

In ambito internazionale, il posizionamento di Eni fra i leader del settore petrolifero su tali tematiche è stato riconosciuto nel 2010 con la chairmanship del Biodiversity Working Group delle Associazioni Internazionali di settore IPIECA e DGP. Nel 2010 Eni ha inoltre partecipato ad una iniziativa del WBCSD promossa in collaborazione con IUCN e PwC per definire una metodologia di valutazione della relazione tra l'impresa ed i servizi ecosistemici, realizzando un progetto pilota presso le installazioni in Italia meridionale.

Il settore Exploration & Production è inoltre impegnato sia onshore (Ecuador) che offshore (Mare Artico), con attività progettuali per la conservazione della biodiversità in aree operative. Il progetto biodiversità Ecuador si è concluso nel 2010. Nel 2010 nel settore trasporto gas sono stati realizzati 25 km di rimboschimenti, lungo i tracciati dei metanodotti ripristinati (173 km nel 2010).

Nel 2010 Eni ha registrato un calo dei prelievi idrici totali complessivi pari a circa il -2%. In particolare i consumi di acqua dolce sono in linea con i consumi 2008 (il 2009 ha risentito delle riduzioni di produzione dovute alla crisi finanziaria). Si registra un aumento dei quantitativi di acqua dolce riciclata pari a 4,4%, grazie al contributo del settore petrolchimico. Nel settore Exploration & Production sono proseguiti i progetti di water injection in

Algeria, Egitto, Congo, Indonesia con l'obiettivo di raggiungere al 2014 il 62% delle acque di formazioni reiniettate (44% al 2010). A seguito di questi progetti le acque inviate ai bacini di evaporazione si riducono del 54%. Inoltre, la concentrazione di olio nelle acque di produzione, scaricate in ambiente superficiale, si riduce del 9% grazie alla maggiore efficienza dei separatori in Nigeria e in Congo, nonché all'implementazione di un programma di revisione di tutti i sistemi di trattamento delle acque di produzione. Nel 2010 è stato sviluppato un nuovo approccio per la gestione della risorsa idrica che ha portato alla individuazione degli impianti in aree a stress idrico e alla valutazione sito-specifica utilizzando il Global Water Tool che fornisce anche le previsioni dell'impatto del cambiamento climatico sulla disponibilità di acqua al 2025 e 2050. Lo stesso strumento permette di calcolare i consumi e gli indicatori raccomandati dal Global Reporting Initiative, fornendo un quadro del bilancio idrico, dei consumi, dell'efficienza idrica e della tipologia di acqua consumata a livello di sito. In risposta alle richieste della comunità finanziaria internazionale, in merito ai rischi collegati alla risorsa idrica, Eni ha partecipato all'iniziativa CDP Water Disclosure 2010 e collabora attivamente alla water task force di IPIECA. Queste attività permettono di individuare priorità di intervento, di focalizzare l'attenzione sui processi critici da gestire, e definire la tipologia ed i tempi di intervento/investimento necessari.

Acqua prelevata	(Mm³)	2008	2009	2010
Acqua dolce		188	176	186
Acqua salata/salmastria proveniente da sottosuolo o superficie		26	25	22
Acqua di mare		2.814	2.643	2.581
Totale acqua prelevata		3.028	2.844	2.789
Acqua reiniettata (E&P)	(Mm³)	2008	2009	2010
Acqua reiniettata		14,88	23,32	27,10

Oil spill, bonifiche e rifiuti

Il numero degli oil spill da corrosione ed incidente (esclusi i sabotaggi) è di poco aumentato, mentre è diminuita notevolmente la quantità sversata (-39%).

Il dato più significativo per gli spill di questa categoria è stato registrato in Libia, dove, a marzo, a seguito di un'errata manovra sono stati sversati circa 2.000 bbl. Con questo evento significativo ed altri eventi minori risulta che la Libia ha sversato il 57,8% del volume totale da incidente e corrosione nel 2010, il 22,1% è conseguente a spill verificatisi in Nigeria, il 6,4% in Egitto, il 3,8% in Turkmenistan, ed il 3,3% in Algeria.

Il trend in miglioramento rispetto al 2009 è legato alle attività implementate in:

- Egitto dove è stato completato il progetto Western Desert Flow Line Replacement iniziato nel 2007, finalizzato alla sostituzione delle linee danneggiate da corrosione in diverse aree e fasi del processo;
- Nigeria, grazie al programma di asset integrity realizzato nel 2010 (maggiore utilizzo degli inibitori di corrosione e dei sistemi di protezione attivi), ad una migliore gestione delle attività di manutenzione e alle iniziative di sensibilizzazione degli operatori di produzione;
- Turkmenistan, dove è stato sostituito il 50% del sistema di

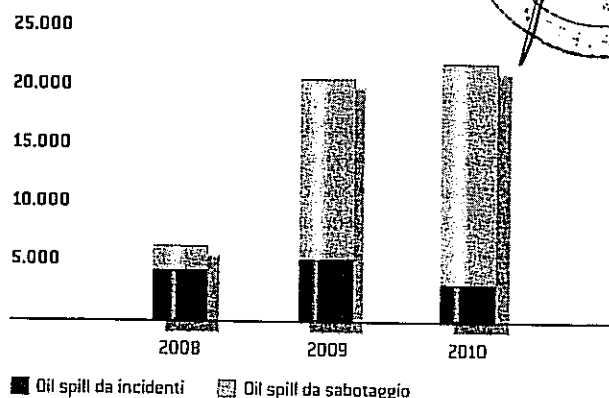
pipeline di raccolta dell'olio (e la rimanente parte verrà sostituita nel 2011).

Complessivamente i volumi spillati a seguito di azioni di sabotaggio estranee all'attività lavorativa sono aumentati del 22% mentre il numero di eventi è rimasto invariato (299).

Tutti gli spill dovuti a sabotaggio sono stati registrati in Nigeria.

Oil spill per causa

(barili)



In linea con la crescente sensibilità internazionale volta alla Green Remediation, Eni persegue il concetto di bonifica sostenibile, avviando interventi basati su un'attenzione rivolta agli aspetti ambientali e con l'obiettivo di creare valore per le comunità. Per gli aspetti tecnico-scientifici è stata attivata un'iniziativa volta al coordinamento e alla condivisione delle esperienze di sviluppo tecnologico ed alla cooperazione con le autorità pubbliche per la stesura di protocolli applicativi di tecnologie di recupero ambientale. Nell'ambito del coordinamento operativo è in fase di start-up il progetto di Database Gestionale Bonifiche che consentirà di catalogare e condividere le esperienze tecniche nelle varie metodologie impiegate, migliorando i processi operativi⁵.

Nel 2010 sono proseguite le attività di bonifica nei settori raffinazione e petrolchimica, oltre a quelle affidate alla controllata Syndial che registra avanzamenti in linea con gli obiettivi per i principali interventi condotti nei siti di Assemini, Cengio, Manfredonia, Porto Marghera, Priolo e Gela.

Nel 2010 la spesa complessiva per le bonifiche è stata di circa 300 milioni di euro. Eni gestisce i rifiuti prodotti impegnandosi per la tracciabilità del processo e il controllo di tutta la filiera. L'introduzione del SISTRI ha promosso il potenziamento e l'estensione dei sistemi gestionali dei rifiuti a un maggior numero di siti, aumentando ulteriormente l'attenzione agli aspetti gestionali e di responsabilità. I rifiuti da attività produttive (circa 1,7 milioni di tonnellate) sono in aumento (12,57%) rispetto all'anno precedente. Questo aumento è dovuto ai rifiuti non pericolosi (quelli pericolosi sono in diminuzione) ed è originato principalmente dal settore E&P, che ha attivato nuovi cantieri ed avviato attività di ripristino in Italia su aree molto estese. La quota dei rifiuti pericolosi rispetto ai quantitativi totali risulta comunque in diminuzione.

Nel settore Exploration & Production sono stati implementati nel 2010 specifici Waste Management Plan nelle consociate in Algeria, Brasile, Cina, Ghana, Indonesia, Libia, Venezuela in accordo a standard di settore.

Rifiuti da attività produttive	(tonnellate)	2008	2009	2010
Pericolosi		810.298	832.224	822.673
Non pericolosi		797.903	755.191	964.211
Totale rifiuti		1.608.201	1.587.415	1.786.884

Destinazione rifiuti da attività produttive	(tonnellate)	2008	2009	2010
Rifiuti pericolosi recuperati		248.768	206.064	101.777
Rifiuti pericolosi avviati a smaltimento		561.530	626.160	720.896
Totale rifiuti pericolosi		810.298	832.224	822.673
Rifiuti non pericolosi recuperati		141.488	147.974	170.490
Rifiuti non pericolosi avviati a smaltimento		656.415	607.217	793.721
Totale rifiuti non pericolosi		797.903	755.191	964.211

L'innovazione tecnologica

Il valore della ricerca e del capitale intellettuale

Nel 2010 l'industria oil&gas ha operato in un clima di incertezza legata alla recente profonda crisi economica e finanziaria e alla difficile ripresa delle economie a livello mondiale. Per far fronte alla situazione, gli operatori dell'industria hanno avviato una delicata fase di rifocalizzazione delle proprie attività, volta ad adottare nuovi modelli di business e ad affrontare nuove sfide tecnologiche.

Tra i principali fattori alla base delle scelte operate dalle compagnie petrolifere vi sono:

- il permanere dell'incertezza sull'evoluzione futura dei prezzi e della domanda di petrolio e gas;
- il limitato accesso a nuove risorse di idrocarburi, con le conseguenti difficoltà nella crescita produttiva e nel rimpiazzo delle riserve;
- il crescente interesse per lo sviluppo delle risorse "unconventional" anche al di fuori degli Stati Uniti, che si è tradotto anche

in una ripresa delle attività di Mergers & Acquisitions;

- la necessità di attuare politiche di razionalizzazione del portafoglio, anche ai fini di riposizionamento su nuovi business più promettenti;
- la maggiore attenzione su temi di sicurezza degli impianti alla luce delle carenze evidenziate dall'incidente nel Golfo del Messico.

L'innovazione tecnologica svolge un ruolo chiave per il soddisfacimento dei bisogni che emergono dallo scenario delineato, per questo motivo Eni ha confermato il suo impegno nella ricerca scientifica e tecnologica, al fine di rendere immediatamente disponibile al business il vantaggio competitivo ad essi correlato. Il processo di riorganizzazione della struttura e delle attività di R&S avviato nel 2006 è stato completato nel 2010, grazie ad una serie di azioni tra le quali si possono citare:

- riorganizzazione del portafoglio progetti di ricerca con l'obiettivo di focalizzare le attività sugli obiettivi industriali e di ridurre i tempi di conseguimento dei risultati. A tal fine il portafoglio è stato strutturato in Programmi Tematici dando evidenza ai Pro-

(5) Una descrizione del progetto di bonifica dei siti di interesse nazionale è presente anche nel paragrafo "Proposta Eni al Ministero dell'Ambiente per una transazione globale in materia ambientale" della Relazione Finanziaria Annuale.

77058 | 383

- getti Prioritari/Critici e garantendo il bilanciamento tra ricerca break-through e progetti di technology upgrading. È stato quindi introdotto un nuovo sistema di valutazione attraverso la definizione di opportuni Key Performance Indicator (KPI), volti alla verifica del valore tangibile ed intangibile generato e al monitoraggio della gestione dei progetti di ricerca;
- implementazione di un nuovo approccio alla gestione e valorizzazione della proprietà intellettuale, basato sul riconoscimento del valore degli asset intellettuali generati dalle attività di R&S. Nel 2010 sono state depositate 88 domande di brevetto, 61 delle quali generate dai risultati della R&S delle Divisioni e di Eni Corporate, 10 dalla petrolchimica e 17 dalle attività di Ingegneria & Costruzioni di Saipem. Tra le invenzioni brevettate l'8% ha riguardato tecnologie rilevanti all'attività di raffinazione, il 49% innovazioni nelle aree dell'esplorazione mineraria, della massimizzazione del recupero degli idrocarburi, del trasporto e dei prodotti/processi per il downstream, l'8% nuove soluzioni tecnologiche per la salvaguardia dell'ambiente e infine il 35% soluzioni innovative nel campo delle energie rinnovabili (sviluppo di nuovi carburanti derivanti da biomasse e tecnologie per lo sfruttamento dell'energia solare). L'efficacia ed efficienza delle attività di gestione della proprietà intellettuale e di diffusione del know how sono anch'esse monitorate nell'ambito del sistema di valutazione performance dell'R&S. Nel 2010 è stata effettuata una revisione del portafoglio brevettuale, con conseguente abbandono di un numero rilevante di brevetti giudicati obsoleti e non valorizzabili;
 - lancio del progetto "Effective Control and Mitigation of any well blow-out in super-challenging environments" di particolare valore strategico a valle dell'incidente nel Golfo del Messico. Questo progetto è coordinato dalla funzione R&S corporate, partecipato dalla Divisione E&P e dalla Saipem, e ha l'obiettivo di superare i limiti delle tecnologie tradizionali in caso di blow-out in ambienti estremamente sfidanti;
 - valorizzazione dei risultati conseguiti nell'ambito del programma "Along with Petroleum" dai progetti di sfruttamento dell'energia solare, attraverso l'impiego di lastre polimeriche funzionanti come convertitori e concentratori dello spettro solare, e di trasformazione di biomasse di scarto in biocombustibili, attraverso un processo di "liquefazione" che consente la conversione di rifiuti organici in bio-olio, e avvio delle attività di sviluppo funzionali ad una possibile applicazione commerciale nel breve o medio termine;
 - rafforzamento delle alleanze strategiche e collaborazioni con università e centri di eccellenza, quali l'accordo con il Massachusetts Institute of Technology di Boston, su temi oil&gas e su tecnologie innovative in ambito solare. Un risultato importante di tale accordo è stato la creazione del "Solar Frontiers Center" (SFC) presso il MIT inaugurato il 4 maggio 2010, un centro interamente dedicato all'attività di R&S sul solare costituito da spazi e laboratori condivisi Eni-MIT. A questa collaborazione seguono altri accordi quadro con i Politecnici di Milano e Torino e con il CNR (Consiglio Nazionale delle Ricerche);
 - conferma dell'impegno nel campo dell'Innovazione Tecnologica attraverso l'assegnazione del Premio Eni award come riconoscimento alla ricerca scientifica d'avanguardia in tre ambiti: nuove frontiere degli idrocarburi, energie alternative e non convenzionali, protezione dell'ambiente. Nel 2010 le candidature nelle tre

sezioni principali di Eni award sono state 924, con un incremento del 17% rispetto all'anno precedente. Nella sezione "Debutto nella Ricerca", riservata a giovani ricercatori provenienti dalle Università italiane, le candidature sono state 106 provenienti da 39 atenei, +26% rispetto all'edizione antecedente.

I risultati del 2010 e l'impegno per la sostenibilità

Nel 2010 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa 221 milioni di euro, al netto dei costi generali e amministrativi (207 nel 2009, 217 nel 2008). Il personale impegnato nelle attività di R&S al 31 dicembre 2010 è di 1.019 unità (Full Time Equivalent) in linea con il 2009.

Sono di seguito sintetizzati i principali risultati dell'attività di ricerca e innovazione tecnologica conseguiti nel 2010 e rilevanti ai fini dell'impegno di Eni per la sostenibilità.

Divisione Exploration & Production

- **Cube:** in risposta al caso Macondo nel Golfo del Messico e al fallito tentativo di raccogliere il plume di greggio con un dispositivo di contenimento, è stato realizzato un esemplare in scala 1:4 per la raccolta e la separazione del gas dall'acqua e dall'olio in vicinanza alla testa pozzo su fondo marino testato con successo in vasca fino a 10.000 bbl/giorno di fluido.
- **Sviluppo della capacità di risposta agli oil spill costieri nel Mare di Barents e aree sub-artiche:** il programma norvegese di cui Eni è leader ha prodotto importanti risultati nel 2010 utilizzati nella preparazione del piano di emergenza per il campo di Goliat nel Mare di Barents. Sono stati sviluppati inoltre standard per testare i disperdenti e i "beach cleaners" che potrebbero essere impiegati nel caso di oil spill in zone costiere. Gli standard verranno inseriti nella legislazione norvegese e successivamente proposti a livello internazionale.
- **Deformazioni del Fondale Marino tramite INSAS:** riflettori acustici sottomarini sono stati collocati a fondo mare in un'area test del Mar Ligure e, dall'elaborazione dei dati acquisiti, è emersa la possibilità di effettuare misure nel tempo della morfologia dei fondali marini con risoluzione centimetrica. Nel 2010 è stato presentato e pubblicato il brevetto internazionale della metodologia.
- **Programma GHG (Green House Gases):** nell'ambito del progetto pilota di iniezione di anidride carbonica nel sito di stoccaggio gas di Cortemaggiore si è in attesa delle ultime autorizzazioni per realizzare l'impianto e poterlo operare. Per quanto riguarda l'Accordo Strategico Eni-Enel oltre alle suddette attività su Cortemaggiore è proseguita l'individuazione del potenziale di stoccaggio nazionale con i principali istituti di ricerca italiani.
- **Water management:** il progetto promuove l'applicazione di tecnologie innovative per il trattamento delle acque di reiniezione. Nel 2010 è stato assegnato il contratto per la fornitura di un sistema di rimozione dell'olio e dei solidi dall'acqua di produzione per un impianto nel deserto egiziano.
- **Organic Rankine Cycle (ORC) Technology for Energy Recovery:** è stato condotto uno studio di fattibilità e attualmente si sta procedendo all'installazione di un ciclo a fluido organico (ORC) nella centrale gas di Fano per la produzione di energia elettrica (3 MW) recuperando potenza termica dissipata dai turbocompressori. Si tratterebbe della prima applicazione di tale sistema nel Gruppo Eni.

- **Alimentazione di pompe in località desertiche con impianti fotovoltaici:** è stato definito un contratto ed è in corso l'ingegneria per la fornitura di sistemi fotovoltaici da accoppiare a generatori diesel per l'alimentazione di sistemi di sollevamento artificiale [Sucker Rods Pumps] in località desertiche dell'Egitto.

Polimeri Europa

- **Chimica di base:** sono state condotte a livello di impianto pilota, con esito positivo, prove di produzione diretta di fenolo e cicloesano attraverso un processo proprietario che prevede l'utilizzo di benzene come unica materia prima eliminando la produzione di acetone come sottoprodotto (liquido tossico e infiammabile).
- **Elastomeri:** sono state eseguite le prime produzioni industriali di due nuovi gradi S-SBR (copolimeri stirene butadiene in soluzione) per applicazione in pneumatici ad elevate prestazioni (minore consumo energetico associato ad una riduzione della resistenza al rotolamento). È stata sviluppata a livello di laboratorio una tecnologia proprietaria per la messa a punto di nuovi gradi di elastomeri per applicazione tyre green (abbassamento emissioni) con caratteristiche prestazionali ancor più elevate. Sono stati ottenuti a livello industriale, gradi di gomme ESBR e NBR a ridotto contenuto di VOC (composti organici volatili).
- **Polimeri Stirenici:** nel sito di Mantova, sul nuovo impianto a tecnologia proprietaria per la produzione di polistirene espandibile con processo in massa continua da 38 kt/a, è stata completata con successo l'industrializzazione dei nuovi prodotti. I prodotti sviluppati consentono una riduzione del 15% della quantità di VOC immessa in atmosfera durante la loro trasformazione.

Divisione Gas & Power

- **Trasporto anidride carbonica via condotta (TACC):** il progetto si inserisce nel programma del trasporto su lunghe distanze di differenti tipi di gas a differenti regimi di pressione con la finalità di sviluppare normative, linee guida e raccomandazioni per future applicazioni nell'ambito CCS - Carbon Capture and Storage. Nel 2010 sono stati definiti i contenuti tecnici del programma e le partecipazioni ai Joint Industrial Project (JIP): nell'ambito del progetto Eni promuoverà la creazione di quattro iniziative JIP congiuntamente con altre Energy Integrated Companies, tra cui Gasunie e Statoil.
- **Monitoraggio avanzato sistemi di trasporto gas (progetti MAST e Dionisio):** Eni ha sviluppato tecnologie proprietarie per il monitoraggio avanzato di sistemi di trasporto gas (condotte e centrali di compressione). Nel 2010 sono stati effettuati con successo test di tecnologie per la rilevazione di difetti strutturali (MAST) che possono generare criticità nel trasporto. Prosegue lo sviluppo della tecnologia proprietaria (Dionisio) basata su sensori vibroacustici per rilevare intrusioni e perdite lungo condotte di trasporto. È stato installato un sistema prototipale di monitoraggio sull'oleodotto Chivasso-Aosta.

Divisione Refining & Marketing

- **Blue fuels and products:** Eni è impegnata da anni nella ricerca

e nello sviluppo di carburanti e lubrificanti d'avanguardia che consentano di ottimizzare l'efficienza dei motori e di ridurre significativamente le emissioni inquinanti. A febbraio 2010 la Regione Lombardia ed Eni hanno siglato un accordo per la distribuzione del "formula milano" in 50 punti vendita. Il BluDiesel Tech della formula Milano prevede: (i) un contenuto di aromatici totali inferiore al 18% in peso (verso un contenuto medio di aromatici totali nei gasoli del 25%); (ii) poliaromatici totali inferiori al 3% in peso, rispetto alla specifica attuale dell'8%; (iii) un numero di cetano ≥ 55 , rispetto alla specifica attuale che prevede un valore minimo di 51.

- **Biocombustibili:** Eni ha sviluppato la tecnologia Ecofining™, in collaborazione con il partner UOP, che consente la conversione di oli vegetali in Green Diesel. L'American Institute of Chemical Engineers (AIChE), a Novembre 2010, ha premiato Eni insieme alla società americana UOP con il "2010 Sustainable Energy Award" per le attività svolte in questo ambito. L'obiettivo della tecnologia EcoFinig™ è la produzione di biofuel mediante un processo integrato in raffineria, che consiste nell'idrotattamento della componente rinnovabile (olio vegetale, oli esausti, grassi animali) per ottenere un prodotto con caratteristiche superiori (potere calorifico, cetano, etc.) al biodiesel convenzionale (FAME).
- **Zero Waste:** Eni intende sviluppare e mettere a punto un sistema di smaltimento dei fanghi industriali alternativo alla discarica, possibilmente associato ad una termovalorizzazione, in grado di minimizzare i rifiuti prodotti. Per il trattamento di residui industriali, oleosi e biologici, è stato studiato un processo termico (Zero Waste), oggetto di domanda di brevetto, che prevede una sezione di gassificazione del fango e la possibile inertizzazione del residuo prodotto. È stato progettato un impianto pilota da 50 kg/h ed è stato elaborato uno studio di fattibilità per il trattamento di un volume annuale di fanghi di ca. 5.000 ton/a.

Eni Corporate

- **Materiali Fotoattivi:** sono stati messi a punto dei coloranti originali e prodotte, con gli stessi, lastre polimeriche trasparenti che funzionano come convertitori e concentratori dello spettro solare. Ciò permette una notevole riduzione della quantità di silicio da impiegare per la conversione fotovoltaica. I risultati sono tali da permettere l'avvio della fase di sviluppo successiva a quella di laboratorio.
- **Valorizzazione rifiuti ad uso energetico:** è stato messo a punto su scala di laboratorio un processo di "liquefazione" che consente la conversione di rifiuti organici in bio-olio con resa fino al 42% (sul peso secco), corrispondente ad un recupero energetico maggiore dell'80%. La nuova tecnologia è stata protetta brevettualmente ed applicata con successo alla frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) ed ai fanghi di scarto di impianti di depurazione di reflui civili.
- **Microorganismi per biodiesel:** il progetto si concentra sull'impiego di microorganismi (lieviti e batteri) in grado di accumulare nella loro cellula dei lipidi analoghi a quelli ottenibili da piante oleaginose e che possono essere successivamente trasformati in green-diesel. La materia prima utilizzata dai microorganismi deriva dal trattamento di biomasse lignocellulosiche, così da evitare la competizione con il settore agro-

77058/385

alimentare. I ceppi di lieviti identificati hanno una produttività superiore a quella delle colture oleaginose tradizionali, compresa la palma.

- **EKRT (ElectroKinetic Remediation Technology):** si tratta di una tecnologia di risanamento ambientale applicabile a terreni inquinati da mercurio. Il ricircolo continuo di una soluzione elettrolitica consente la mobilitazione del mercurio attraverso la solubilizzazione della sua forma metallica e la separazione per via elettrocinetica. È stato accertato che il processo non interessa le forme inerti del mercurio e che, quindi, la tecnologia agisce in modo selettivo sulla sua frazione mobile, responsabile della tossicità.

Risultati rilevanti ottenuti nell'ambito dell'alleanza Eni-MIT

- **Oil spills in Marine Environment:** il progetto nasce dalla scoperta di un materiale innovativo che ha mostrato una grande capacità di assorbimento selettivo di petrolio disperso in acqua. Il progetto apre la strada alla realizzazione di nuovi sistemi di trattamento di oil spill in mare.
- **Cella solare ultraflessibile:** è uno dei più importanti risultati ottenuti dal Solar Frontiers Center. Le celle, costituite da uno strato sottile di materiale fotoattivo rivestito da un foglio di plastica trasparente, possono essere piegate senza rotture o cali di performance, il che permette la copertura di superfici irregolari, senza bisogno d'ingombranti supporti metallici.
- **Cella solare su carta:** in questo caso il dispositivo fotoattivo è realizzato su carta, come se fosse un documento stampato. La tecnica innovativa utilizzata per realizzare il dispositivo è la stessa in grado di produrre celle su substrati plastici e flessibili. Una "cella di carta" può essere una soluzione a basso costo per applicazioni in cui gli aspetti chiave non sono la durata ma la velocità d'installazione e la facilità di trasporto.
- **Scissione foto chimica di acqua:** l'obiettivo del progetto è mettere a punto processi di generazione di idrogeno e ossigeno a partire dall'acqua mediante agenti biologici che sfruttano l'energia solare. I principali attori di questa tecnologia sono i nanomateriali sintetizzati sfruttando la capacità auto-assemblante dei virus. Utilizzando questa tecnica sono stati compiuti significativi passi avanti nella sintesi di nuovi materiali attivi che si sono dimostrati efficaci nel promuovere la generazione sostenibile di idrogeno da energia rinnovabile.
- **Biofissazione di CO₂:** la CO₂ dell'ambiente marino è catturata da organismi viventi che la convertono nel carbonato di calcio di cui è costituito il loro guscio. In laboratorio questi sistemi biologici sono stati riprodotti con successo impiegando microrganismi (lieviti). Questo apre la strada alla valorizzazione di CO₂ mediante produzione di carbonato di calcio e di altri materiali che possono essere classificati eco-sostenibili.

Nota metodologica

Quest'anno Eni ha scelto di integrare la rendicontazione finanziaria con quella di Sostenibilità includendo nel capitolo "Impegno per lo sviluppo sostenibile" i principali risultati di gruppo sui diversi temi di interesse. La rappresentazione delle informazioni in questa sezione, si completa con quella più di dettaglio del documento "Sustainability Performance 2010" disponibile sul

sito, ed è conforme alle Linee Guida del Global Reporting Initiative, versione G 3.0.

Materialità e inclusività degli stakeholder

L'analisi della materialità è stata condotta per definire i temi di sostenibilità considerati più rilevanti, sia internamente all'azienda che per tutti gli stakeholder di riferimento. Il livello di significatività interna relativa ai temi da trattare è stato rilevato sottoponendo un questionario, ad un campione di manager Eni.

Il livello di interesse esterno, invece, è stato rilevato combinando un'analisi delle richieste che gli stakeholder hanno posto ad Eni nel corso dell'anno di rendicontazione con la frequenza con cui i temi analizzati si presentano nei questionari delle agenzie di rating (SAM, Vigeo, Eiris e Goldman Sachs). La materialità dei temi risulta dall'intersezione del livello di significatività interna con il livello di interesse esterno. La rappresentazione grafica dell'analisi di materialità è riportata nel documento "Sustainability Performance 2010".

Perimetro del reporting e contesto di sostenibilità

Il capitolo "Impegno per lo sviluppo sostenibile" dà evidenza delle principali iniziative dell'anno e dei trend delle performance del triennio 2008-2010. Le informazioni in esso incluse si riferiscono a Eni SpA e alle società consolidate. Il perimetro di consolidamento coincide con quello della rendicontazione finanziaria, ad eccezione di alcuni dati espressamente indicati nel testo. Per i dati di salute, sicurezza e ambiente il dominio di consolidamento è definito sulla base del criterio operational: secondo tale approccio, le emissioni rendicontate rappresentano il 100% delle emissioni di un'installazione di cui Eni è operatore.

Principi di garanzia di qualità del reporting di sostenibilità

Il presente documento evidenzia non solo i successi di Eni, ma anche i punti di debolezza e le prospettive di miglioramento. I dati riportati sono stati rilevati con l'obiettivo di rappresentare un quadro equilibrato e chiaro delle azioni e delle caratteristiche dell'azienda. Il processo di rilevazione delle informazioni e dei dati quantitativi è stato strutturato in modo da garantire la confrontabilità dei dati su più anni, al fine di permettere una corretta lettura delle informazioni e una completa visione a tutti gli stakeholder interessati all'evoluzione delle performance di Eni. La rendicontazione è sottoposta all'audit da parte di una società indipendente, verificatore unico della Relazione Finanziaria Annuale e delle informazioni qualitative e quantitative di sostenibilità.

Metodologie di calcolo

Con riferimento alle metodologie di calcolo si precisa che: l'indice di frequenza degli infortuni è calcolato come il rapporto fra il numero di infortuni con assenza superiore a un giorno (comprensivo delle fatalities) e i milioni di ore lavorate; l'indice di gravità degli infortuni è definito come il rapporto tra i giorni di assenza dovuti a infortuni (escluse le fatalities) e le migliaia di ore lavorate. Eventuali revisioni apportate al calcolo puntuale o alle stime dei dati riferiti agli esercizi 2008 e 2009 sono di volta in volta espressamente spiegati e commentati. Le performance di sostenibilità complessive e di settore sono riportate nel documento "Sustainability Performance 2010".

Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito Internet di Eni all'indirizzo eni.com. Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

Termini finanziari

- **Dividend yield** Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi maturati, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio. Generalmente le società tendono a mantenere un livello costante di dividend yield, essendo l'indicatore confrontato dagli azionisti con il rendimento di altri titoli e/o tipologie di investimento (es. obbligazioni).
- **Leverage** Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.
- **ROACE** Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.
- **TSR [Total Shareholder Return]** Misura il rendimento percentuale complessivo di un'azione, calcolato su base annua, tenuto conto sia della variazione della quotazione (rapporto tra la quotazione di inizio anno e quotazione di fine anno) sia dei dividendi distribuiti e reinvestiti nell'azione alla data dello stacco della cedola.

Attività operative

- **Acque profonde** Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.
- **Barile** Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.
- **Boe [Barrel of Oil Equivalent]** Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615.
- **Carbon Capture and Storage (CCS)** Tecnica di cattura e stoccaggio della CO₂ mediante un procedimento integrato che prevede la cattura della CO₂ prodotta da grandi impianti di combustione, dagli impianti di generazione elettrica, ma anche da sorgenti industriali o da giacimenti di gas naturale; il trasporto, in genere via pipeline, al sito di stoccaggio e, infine, la sequestrazione in siti geologici su terraferma o sotto il fondale marino.
- **Codice di rete** Codice contenente regole e modalità per l'accesso, la gestione e il funzionamento della rete gasdotti.
- **Condensati** Idrocarburi leggeri prodotti con il gas, che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali per gli impianti produttivi di superficie.
- **Contratti di concessione** Tipologia contrattuale vigente prevalentemente nei Paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo, a fronte del pagamento allo Stato di royalty sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.
- **Conversione** Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio, esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.
- **Elastomeri (o Gomme)** Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).
- **EPC [Engineering, Procurement, Construction]** Contratto tipico del settore delle costruzioni terra, avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi in mano" quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento o avviato.
- **EPIC [Engineering, Procurement, Installation, Commissioning]** Contratto tipico del settore delle costruzioni offshore,

77058/387

avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso [quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una FPSO] nel quale la società fornitrice del servizio (global or main contractor, normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e le attività preparatorie per l'avvio degli impianti (commissioning).

- **Extrarete** Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.
- **FPSO vessel** Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (Floating Production, Storage and Offloading), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (riser) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.
- **Green House Gases (GHG)** Gas presenti in atmosfera che, trasparenti alla radiazione solare in entrata sulla terra, riescono a trattenere, in maniera consistente, la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre, dall'atmosfera e dalle nuvole. I sei principali gas serra contemplati dal protocollo di Kyoto sono anidride carbonica (CO_2), metano (CH_4), protossido di azoto (N_2O), idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC) e esafluoruro di zolfo (SF_6). I GHG assorbono ed emettono a specifiche lunghezze d'onda nello spettro della radiazione infrarossa. Questa loro proprietà causa il fenomeno noto come effetto serra, causa del surriscaldamento del pianeta.
- **GNL** Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160°C . Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.
- **GPL** Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.
- **NGL** Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normalbutano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.

- **Offshore/onshore** Il termine offshore indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; onshore è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.

- **Olefine (o Alcheni)** Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.

- **Over/under lifting** Gli accordi stipulati tra i partner regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.

- **Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili)** Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.

- **Pozzi di infilling (Infittimento)** Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.

- **Production Sharing Agreement (PSA)** Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'istestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (esterne o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda del Paese.

- **Recupero assistito** Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.

- **Ricerca esplorativa** Ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende analisi topografiche, studi geologici e geofisici, rilievi e analisi sismiche e perforazione di pozzi.

- **Riserve** Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, ad una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi ed il finanziamento del progetto, devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un



tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.

- **Riserve certe** Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.
- **Riserve probabili** Riserve addizionali che hanno minore certezza di essere recuperate rispetto alle riserve certe, ma che insieme alle riserve certe hanno la stessa probabilità di essere recuperate o di non esserlo.
- **Riserve possibili** Riserve addizionali che hanno minore certezza di essere recuperate rispetto alle riserve probabili; il recupero finale ha una bassa probabilità di superare l'insieme delle riserve certe, probabili e possibili.
- **Risorse contingent** Sono le quantità di idrocarburi stimate ad una certa data, potenzialmente recuperabili da giacimenti noti attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo, ma che non sono considerate commercialmente recuperabili in seguito ad una o più contingency.
- **Ship or pay** Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.
- **Stoccaggio di modulazione** Finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento orario, giornaliero e stagionale della domanda.
- **Stoccaggio minerario** Necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano.
- **Stoccaggio strategico** Finalizzato a sopperire la mancanza o riduzione degli approvvigionamenti da importazioni extra UE o di crisi del sistema del gas.
- **Sviluppo** Attività di perforazione e di altro tipo a valle della ricerca esplorativa, finalizzata alla produzione di petrolio e gas.
- **Swap** Nel settore del gas il termine swap si riferisce a uno scambio di forniture tra i diversi operatori, generalmente mirato a ottimizzare i costi di trasporto e i rispettivi impegni di acquisto e di fornitura.
- **Take-or-pay** Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.
- **Tasso di rimpiazzo delle riserve** Misura la quota di riserve prodotte sostituite da nuove riserve certe e indica la capacità dell'impresa di aggiungere nuove riserve sia attraverso un'esplorazione efficace sia attraverso linee esterne (acquisizioni). Un valore superiore al 100% indica che nell'anno sono state aggiunte più riserve di quante ne siano state prodotte. È opportuno mediare l'indice su periodi di almeno tre anni per ridurre gli effetti distortivi dovuti all'acquisizione di asset o società (con asset upstream), alla revisione di precedenti stime, al miglioramento del fattore di recupero e alla variazione delle riserve equity – nei contratti PSA (Production Sharing Agreement) – a causa dell'andamento del prezzo dei greggi di riferimento. Il management calcola il tasso di rimpiazzo delle riserve anche al netto delle operazioni di portafoglio (cd. tasso di rimpiazzo organico) al fine di meglio apprezzare la performance interna.
- **Upstream/downstream** Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.
- **Vita media residua delle riserve** Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.
- **Volatile organic compound (VOC)** Insieme di sostanze chimiche, in forma liquida o di vapore, avente la capacità di evaporare facilmente a temperatura ambiente. I composti che rientrano in questa categoria sono più di 300. Tra i più noti sono gli idrocarburi alifatici, i terpeni, gli idrocarburi aromatici, gli idrocarburi alogenati, gli alcoli, gli esteri, i chetoni e le aldeidi.
- **Workover** Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

Sostenibilità

- **Carbon Disclosure Project (CDP)** Organizzazione no profit che gestisce il più grande sistema di reporting in tema di cambiamento climatico. Circa tre mila aziende in 60 Paesi di tutto il mondo misurano e fanno disclosure delle loro emissioni di gas serra e delle loro strategie in tema di cambiamento climatico alimentando il database di questa organizzazione.
- **Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)** Iniziativa avviata nel 2003 dal Governo britannico volta a rendere trasparenti i pagamenti effettuati dalle industrie estrattive ai Governi dei Paesi detentori di risorse minerarie, si rivolge sia alle

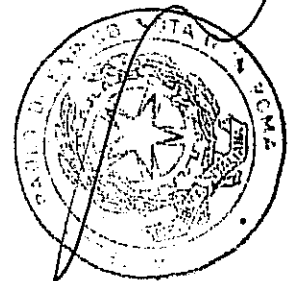
77058/389

aziende estrattive sia ai Governi. Alle prime è richiesto di rendere pubblico l'ammontare e il tipo di pagamenti che effettuano ai Governi/Società Nazionali; ai Governi è richiesto l'impegno a rendicontare l'ammontare e l'utilizzo delle rendite petrolifere.

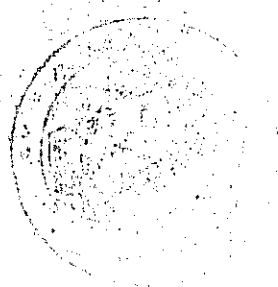
- **Environmental, Social and Health Impact Assessment (ESHIA)** Metodologia per valutare i potenziali impatti ambientali, socio-economici e sanitari che attività progettuali possono determinare sulle popolazioni circostanti o associate a tali attività. La metodologia permette anche di individuare eventuali strategie di mitigazione di questi impatti.
- **Health Impact Assessment (HIA)** Strumento per valutare l'impatto sulla salute della popolazione di politiche, piani e progetti nei diversi settori economici mediante tecniche quantitative, qualitative e di partecipazione.
- **Human Rights Compliance Assessment (HRCA)** Strumento di valutazione della compliance agli standard internazionali in tema di diritti umani, elaborato dal Danish Institute for Human Rights. La metodologia dell'HRCA è concepita per aiutare le imprese nella comprensione delle responsabilità di cui sono titolari in relazione al rispetto dei diritti umani, con riferimento ad ogni aspetto del business. La metodologia consente, attraverso un'auto-valutazione guidata dagli esperti indipendenti del Danish Institute for Human Rights Project, di pervenire all'individuazione dei comportamenti e delle decisioni che in ogni ambito di attività possono avere un impatto sul rispetto dei diritti umani.
- **International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA)** Associazione mondiale delle industrie del settore petrolifero che si occupa di questioni ambientali e

sociali e rappresenta il canale principale di comunicazione con le Nazioni Unite. IPIECA supporta l'industria petrolifera a migliorare le proprie performance ambientali e sociali.

- **Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemical substances (REACH)** Il REACH è un sistema integrato di registrazione, valutazione e autorizzazione delle sostanze chimiche che mira ad assicurare un maggiore livello di protezione della salute umana e dell'ambiente. Il Regolamento è entrato in vigore nel 2007 al fine di razionalizzare e migliorare il precedente quadro legislativo in materia di sostanze chimiche dell'Unione Europea (UE). Obiettivo principale del REACH è quello di migliorare la conoscenza dei pericoli e dei rischi derivanti da prodotti chimici già esistenti (quelli introdotti sul mercato prima del settembre 1981) e nuovi (dopo il settembre 1981) e al contempo mantenere e rafforzare la competitività e le capacità innovative dell'industria chimica europea.
- **Social Impact Assessment (SIA)** Metodologia per esaminare gli effetti sociali dei progetti infrastrutturali e di altri interventi di sviluppo. La metodologia comprende i processi di analisi, monitoraggio e gestione delle conseguenze sociali volute e non volute, sia positivi sia negativi, degli interventi programmati (politiche, programmi, piani, progetti) e di eventuali processi di cambiamento sociale invocati da tali interventi.
- **World Business Council for Sustainable Development (WBCSD)** Organizzazione con sede a Ginevra che ha lo scopo di sostenere il settore privato a perseguire la crescita economica attraverso l'individuazione di percorsi di sviluppo sostenibile. Attualmente aderiscono circa 200 aziende multinazionali.

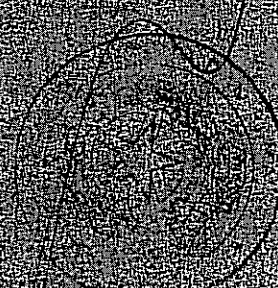


PAGINA ANNULLATA





Bilancio Consolidato
2010



Stato patrimoniale

01.01.2009			31.12.2009			31.12.2010		
Totale	di cui verso parti correlate	(milioni di euro)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	
ATTIVITÀ								
Attività correnti								
1.939		Disponibilità liquide ed equivalenti	[7]	1.608		1.549		
3.236		Altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita	[8]	348		382		
22.222	1.539	Crediti commerciali e altri crediti	[9]	20.348	1.355	23.636	1.356	
6.082		Rimanenze	[10]	5.495		6.589		
170		Attività per imposte sul reddito correnti	[11]	753		467		
1.130		Attività per altre imposte correnti	[12]	1.270		938		
1.870	59	Altre attività correnti	[13]	1.307	9	1.350	9	
36.649				31.129		34.911		
Attività non correnti								
55.933		Immobili, impianti e macchinari	[14]	59.765		67.404		
1.196		Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	[15]	1.736		2.024		
11.019		Attività immateriali	[16]	11.469		11.172		
5.471		Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	[17]	5.828		5.668		
410		Altre partecipazioni	[17]	416		422		
1.134	356	Altre attività finanziarie	[18]	1.148	438	1.523	668	
2.912		Attività per imposte anticipate	[19]	3.558		4.864		
1.881	21	Altre attività non correnti	[20]	1.938	40	3.355	16	
79.956				85.858		96.432		
68		Attività destinate alla vendita	[31]	542		517		
116.673		TOTALE ATTIVITÀ		117.529		131.860		
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO								
Passività correnti								
6.359	153	Passività finanziarie a breve termine	[21]	3.545	147	6.515	127	
549		Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	[26]	3.191		963		
20.515	1.253	Debiti commerciali e altri debiti	[22]	19.174	1.241	22.575	1.297	
1.949		Passività per imposte sul reddito correnti	[23]	1.291		1.515		
1.660		Passività per altre imposte correnti	[24]	1.431		1.659		
3.863	4	Altre passività correnti	[25]	1.856	5	1.620	5	
34.895				30.488		34.847		
Passività non correnti								
13.929	9	Passività finanziarie a lungo termine	[26]	18.064		20.305		
9.506		Fondi per rischi e oneri	[27]	10.319		11.792		
1.947		Fondi per benefici ai dipendenti	[28]	944		1.032		
5.784		Passività per imposte differite	[29]	4.907		5.924		
3.102	53	Altre passività non correnti	[30]	2.480	49	2.194	45	
33.268				36.714		41.247		
		Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	[31]	276		38		
68.163		TOTALE PASSIVITÀ		67.478		76.132		
PATRIMONIO NETTO								
4.074		Interessenze di terzi		3.978		4.522		
Patrimonio netto di Eni:								
4.005		Capitale sociale		4.005		4.005		
40.722		Riserve		46.269		49.450		
[6.757]		Azioni proprie		[6.757]		[6.756]		
[2.359]		Acconto sul dividendo		[1.811]		[1.811]		
8.825		Utile dell'esercizio		4.367		6.318		
44.436		Totale patrimonio netto di Eni		46.073		51.206		
48.510		TOTALE PATRIMONIO NETTO		50.051		55.728		
116.673		TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		117.529		131.860		

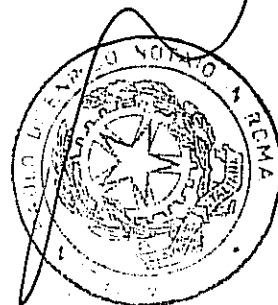
F.TO ROBERTO POLI

Conto economico

77058 | 392

		2008		2009		2010	
(milioni di euro)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI							
Ricavi della gestione caratteristica	(35)	108.082	5.048	83.227	3.300	98.523	3.274
Altri ricavi e proventi		728	39	1.118	26	956	58
Totale ricavi		108.810		84.345		99.479	
COSTI OPERATIVI							
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(36)	76.350	6.298	58.351	4.999	69.135	5.825
- di cui (proventi) oneri non ricorrenti		(21)		250		(246)	
Costo lavoro		4.004		4.181		4.785	
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI		(124)	58	55	44	131	41
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		9.815		9.813		9.579	
UTILE OPERATIVO		18.517		12.055		16.111	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI							
Proventi finanziari	(37)	7.985	42	5.950	27	6.117	41
Oneri finanziari		(8.198)	(17)	(6.497)	(4)	(6.713)	
Strumenti derivati		(427)		(4)		(131)	
		(640)		(551)		(727)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI							
- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(38)	640		393		537	
- Altri proventi (oneri) su partecipazioni		733		176		619	
		1.373		569		1.156	
UTILE ANTE IMPOSTE		19.250		12.073		16.540	
Imposte sul reddito	(39)	(9.692)		(6.756)		(9.157)	
Utile netto		9.558		5.317		7.383	
Di competenza:							
- azionisti Eni		8.825		4.367		6.318	
- interessenze di terzi	(32)	733		950		1.065	
		9.558		5.317		7.383	
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontari in euro per azione)							
- semplice	(40)	2,43		1,21		1,74	
- diluito		2,43		1,21		1,74	

f. TO ROBERTO POLI



Prospetto dell'utile complessivo

(milioni di euro)	Note	2008	2009	2010
Utile netto dell'esercizio		9.558	5.317	7.383
Altre componenti dell'utile complessivo:				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		1.077	[869]	2.169
Variazione fair value derivati di copertura cash flow hedge	[32]	1.969	[481]	443
Variazione fair value titoli disponibili per la vendita	[32]	3	1	[9]
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto			2	[10]
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	[32]	[767]	202	[125]
Totale altre componenti dell'utile complessivo		2.282	[1.145]	2.418
Totale utile complessivo dell'esercizio		11.840	4.172	9.801
Di competenza:				
- azionisti Eni		11.148	3.245	8.699
- interessenze di terzi		692	927	1.102
		11.840	4.172	9.801

77058/394

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni

(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenza cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2007	4.005	959	7.207	(1.344)	2	428	(2.233)	(5.999)	29.591	(2.199)	10.011	40.428	2.439	42.867
Utile dell'esercizio											8.825	8.825	733	9.558
Altre componenti dell'utile complessivo:														
Variazione fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				1.255								1.255	(52)	1.203
Variazione fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale					2							2		2
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				25		1.264		(223)				1.066	11	1.077
				1.280	2	1.264		(223)				2.323	(41)	2.282
Proventi (oneri) complessivi dell'esercizio				1.280	2	1.264		(223)		8.825	11.148	692	11.840	
Operazioni con gli azionisti:														
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,70 euro per azione a saldo dell'acconto 2007 di 0,60 euro per azione)									2.199	(4.750)	(2.551)			(2.551)
Acconto sul dividendo (0,65 euro per azione)									(2.359)		(2.359)			(2.359)
Attribuzione del dividendo di altre società													(297)	(297)
Versamenti di azionisti terzi													20	20
Destinazione utile residuo 2007								5.261		(5.261)				
Acquisto azioni proprie								(778)				(778)		(778)
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti			(20)			13		20	(1)					
Differenza tra valore di carico delle azioni cedute e il prezzo di esercizio delle stock option esercitate dai dirigenti									2					
Effetto netto relativo all'acquisto di azioni proprie da parte di Saipem SpA														
Diritto (put option) attribuito all'azionista di minoranza Distrigas NV								(1.495)						(1.495)
Patrimonio netto di terzi rilevato a seguito dell'acquisizione della Distrigas NV e Hindustan Oil Exploration Co Ltd													1.261	1.261
			(20)			(1.482)		(758)	5.262	(160)	(10.011)	(7.169)	953	(6.216)
Altri movimenti di patrimonio netto:														
Costo stock option e stock grant									18			18		18
Altre variazioni				(26)					37			11	(10)	1
				(26)					55			29	(10)	19
Saldi al 31 dicembre 2008	4.005	959	7.187	(90)	4	(1.054)	(969)	(6.757)	34.685	(2.359)	8.825	44.436	4.074	48.510

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni														
(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenza cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Accanto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2008	4.005	959	7.187	(90)	4	(1.054)	(969)	(6.757)	34.685	(2.359)	8.825	44.436	4.074	48.510
Utile dell'esercizio											4.367	4.367	950	5.317
Altre componenti dell'utile complessivo:														
Variazione fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				(279)								(279)		(279)
Variazione fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale					1							1		1
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto						2						2		2
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro				1		(696)			(151)			(846)	(23)	(869)
				(278)	1	2	(696)		(151)			(1.122)	(23)	(1.145)
Proventi (oneri) complessivi dell'esercizio				(278)	1	2	(696)		(151)		4.367	3.245	927	4.172
Operazioni con gli azionisti:														
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,65 euro per azione a saldo dell'acconto 2008 di 0,65 euro per azione)										2.359	(4.714)	(2.355)		(2.355)
Acconto sul dividendo (0,50 euro per azione)										(1.811)		(1.811)		(1.811)
Attribuzione del dividendo di altre società													(350)	(350)
Versamenti di azionisti terzi													1.560	1.560
Destinazione utile residuo 2008									4.111		(4.111)			
Diritto (put option) attribuito all'azionista di minoranza Distrigas NV						1.495						1.495		1.495
Effetto relativo all'acquisizione da parte di Snam Rete Gas SpA di Italgas SpA e di Stogit SpA						1.086						1.086	(1.086)	
Patrimonio netto di terzi rilevato a seguito dell'OPA incondizionata obbligatoria e dello squeeze-out sulle azioni Distrigas NV													(1.146)	(1.146)
						2.581			4.111	548	(8.825)	(1.585)	(1.022)	(2.607)
Altri movimenti di patrimonio netto:														
Rilascio riserva per acquisto azioni proprie			(430)			1			429					
Costo stock option									13			13		13
Diritti decaduti stock option									(7)			(7)		(7)
Altre variazioni				(71)		(38)			80			(29)	(1)	(30)
			(430)	(71)		(37)			515			(23)	(1)	(24)
Saldi al 31 dicembre 2009	4.005	959	6.757	(439)	5	1.492	(1.665)	(6.757)	39.160	(1.811)	4.367	46.073	3.978	50.051

77058/396

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni

(milioni di euro)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2009	[32]	4.005	959	6.757	[439]	5	1.492	[1.665]	[6.757]	39.160	[1.811]	4.367	46.073	3.978	50.051
Utile dell'esercizio												6.318	6.318	1.065	7.383
Altre componenti dell'utile complessivo															
Variazione fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	[32]				267								267		267
Variazione fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	[32]					[8]							[8]		[8]
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto							[5]						[5]	[5]	[10]
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro					[2]			2.204		[25]			2.127	42	2.169
					265	[8]	[5]	2.204		[25]			2.381	37	2.418
Proventi (oneri) complessivi dell'esercizio					265	[8]	[5]	2.204		[25]		6.318	8.699	1.102	9.801
Operazioni con gli azionisti:															
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (0,50 euro per azione a saldo dell'acconto 2009 di 0,50 euro per azione)											1.811	[3.622]	[1.811]		[1.811]
Acconto sul dividendo (0,50 euro per azione)											[1.811]		[1.811]		[1.811]
Attribuzione del dividendo di altre società														[514]	[514]
Destinazione utile residuo 2009										745	[745]				
Effetto relativo all'acquisizione da parte di Snam Rete Gas SpA di Italgas SpA e di Stogit SpA							56								
Azioni proprie cedute da Eni a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti				[4]					1						
Azioni proprie cedute da Saipem e Snam Rete Gas a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti										10					
Interessenze di terzi entrate a seguito dell'acquisizione del controllo di Altergaz SA															
Interessenze di terzi uscite a seguito della cessione del controllo di GreenStream BV														[37]	[37]
Altri movimenti di patrimonio netto:															
Costo stock option										7			7		7
Diritti decaduti stock option										[6]			[6]		[6]
Warrant su azioni Altergaz SA								[25]					[25]		[25]
Altre variazioni										13			13	15	28
Saldi al 31 dicembre 2010	[32]	4.005	959	6.756	[174]	[3]	1.518	539	[6.756]	39.855	[1.811]	6.318	51.206	4.522	55.728

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Note	2008	2009	2010
Utile netto		9.558	5.317	2.383
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti	[36]	8.422	8.762	8.881
Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	[36]	1.393	1.051	698
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	[38]	[640]	[393]	[537]
Plusvalenze nette su cessioni di attività		[219]	[226]	[552]
Dividendi	[38]	[510]	[164]	[264]
Interessi attivi		[592]	[352]	[96]
Interessi passivi		809	603	571
Imposte sul reddito	[39]	9.692	6.756	9.157
Altre variazioni		[375]	[319]	[39]
Variazioni del capitale di esercizio:				
- rimanenze		546	52	[1.150]
- crediti commerciali		[479]	1.431	[1.818]
- debiti commerciali		1.171	[2.559]	2.720
- fondi per rischi e oneri		387	517	588
- altre attività e passività		2.864	[636]	[2.010]
Flusso di cassa del capitale di esercizio		4.489	[1.195]	[1.720]
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		[8]	16	21
Dividendi incassati		1.150	576	299
Interessi incassati		266	594	126
Interessi pagati		[852]	[583]	[600]
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		[10.782]	[9.307]	[9.134]
Flusso di cassa netto da attività operativa		21.801	11.136	14.694
- di cui verso parti correlate	[42]	[62]	[1.188]	[1.749]
Investimenti:				
- attività materiali	[14]	[12.082]	[12.032]	[12.308]
- attività immateriali	[16]	[2.480]	[1.663]	[1.562]
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda		[3.634]	[25]	[143]
- partecipazioni	[17]	[385]	[230]	[287]
- titoli		[152]	[2]	[50]
- crediti finanziari		[710]	[972]	[866]
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		367	[97]	861
Flusso di cassa degli investimenti		[19.076]	[15.021]	[14.935]
Disinvestimenti:				
- attività materiali		318	111	272
- attività immateriali		2	265	57
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		149		215
- partecipazioni		510	3.219	569
- titoli		145	164	14
- crediti finanziari		1.293	861	841
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		[299]	147	2
Flusso di cassa dei disinvestimenti		2.118	4.767	1.970
Flusso di cassa netto da attività di investimento ⁽¹⁾		[16.958]	[10.254]	[12.965]
- di cui verso parti correlate	[42]	[1.598]	[1.262]	[1.626]

77058/398

segue Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Note	2008	2009	2010
Assunzione di debiti finanziari non correnti		3.774	8.774	2.953
Rimborsi di debiti finanziari non correnti		(2.104)	(2.044)	(3.327)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti		(690)	(2.889)	2.646
		980	3.841	2.272
Apporti netti di capitale proprio da terzi		20	1.551	
Cessione netta di azioni proprie diverse dalla controllante		(50)	9	37
Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate			(2.068)	
Dividendi distribuiti ad azionisti Eni		(4.910)	(4.166)	(3.622)
Dividendi distribuiti ad altri azionisti		(297)	(350)	(514)
Acquisto netto di azioni proprie		(768)		
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(5.025)	(1.183)	(1.827)
- di cui verso parti correlate	(42)	14	(14)	(23)
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(1)		
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		8	(30)	39
Flusso di cassa netto dell'esercizio		(175)	(331)	(59)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(7)	2.114	1.939	1.608
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	(7)	1.939	1.608	1.549

[*] Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende alcuni investimenti che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria) sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto, così come indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".
Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:*

(milioni di euro)	2008	2009	2010
Investimenti finanziari:			
- titoli	(74)	(2)	(50)
- crediti finanziari	(99)	(36)	(13)
	(173)	(38)	(63)
Disinvestimenti finanziari:			
- titoli	145	123	5
- crediti finanziari	939	311	32
	1.084	434	37
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	911	396	(26)



Informazioni supplementari

(milioni di euro)	2008	2009	2010
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
Attività correnti	1.938	7	409
Attività non correnti	7.442	47	316
Disponibilità finanziarie nette	1.543	4	13
Passività correnti e non correnti	(3.598)	(29)	(457)
Effetto netto degli investimenti	7.325	29	281
Interessenza di terzi	(1.261)		(7)
Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo	(601)		(26)
Totale prezzo di acquisto	5.463	29	198
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.829)	(4)	(55)
Flusso di cassa degli investimenti	3.634	25	143
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			
Attività correnti	277		82
Attività non correnti	299		855
Indebitamento finanziario netto	(118)		(267)
Passività correnti e non correnti	(270)		(302)
Effetto netto dei disinvestimenti	188		368
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo			(149)
Plusvalenza per disinvestimenti	25		309
Interessenze di terzi	(1)		(46)
Totale prezzo di vendita	212		482
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(63)		(267)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	149		215

Note al bilancio consolidato

■ Criteri di redazione

Il bilancio consolidato è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05¹. 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 buy back.

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 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, etc.) 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 rilevanti² 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".

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 2010" 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.

Il bilancio al 31 dicembre 2010, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 10 marzo 2011, è sottoposto alla revisione

contabile da parte della Reconta Ernst & Young SpA. La Reconta Ernst & Young SpA, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.

I valori delle voci di bilancio e delle relative note, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

■ Principi di consolidamento

Partecipazioni in imprese incluse nell'area di consolidamento

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.

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 valore corrente. 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.

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. 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 (c.d. 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 (c.d. full goodwill method); in relazione a ciò, le interessenze di terzi sono espresse al loro complessivo fair value includendo pertanto anche il goodwill di loro competenza³. 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.

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 a patrimonio netto; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita di controllo.

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

(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 2010 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.

(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) 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" (c.d. gain on bargain purchase).

crediti, i debiti, i proventi e gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Le perdite infragruppo non sono eliminate perché si considerano 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 di-

versi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Altre riserve" per la parte di competenza del Gruppo e alla voce "Interessenze di terzi" per la parte di competenza di terzi. La riserva per differenza di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero quando la partecipata cessa di essere qualificata come impresa controllata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente la frazione di partecipazione dismessa è attribuita al patrimonio netto 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 euro)	Cambi medi dell'esercizio 2008	Cambi al 31 dicembre 2008	Cambi medi dell'esercizio 2009	Cambi al 31 dicembre 2009	Cambi medi dell'esercizio 2010	Cambi al 31 dicembre 2010
Dollaro USA	1,47	1,39	1,39	1,44	1,33	1,34
Sterlina inglese	0,80	0,95	0,89	0,89	0,86	0,86
Corona norvegese	8,22	9,75	8,73	8,30	8,00	7,80
Dollaro australiano	1,74	2,03	1,77	1,60	1,44	1,31
Forint ungherese	251,51	266,70	280,33	270,42	275,48	277,95

● Criteri di valutazione

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

Attività correnti

Le attività finanziarie destinate alla negoziazione 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" ⁴ e alla riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo. In quest'ultima fattispecie, le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto del realizzo o della svalutazione. L'obiettivo 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.

Le attività finanziarie disponibili per la vendita comprendono le attività finanziarie, diverse dai derivati, dai crediti, dalle attività finanziarie destinate alla negoziazione e da mantenersi sino alla scadenza.

Il fair value degli strumenti finanziari è determinato sulla base delle quotazioni di mercato ovvero, in loro assenza, è stimato sulla base di adeguate tecniche di valutazione che utilizzano variabili finanziarie aggiornate e utilizzate dagli operatori di mercato nonché, ove possibile, tenendo conto dei prezzi rilevati in transazioni recenti su strumenti finanziari simili.

Gli interessi maturati e i dividendi deliberati relativi ad attività finanziarie valutate al fair value sono rilevati per competenza economica rispettivamente alle voci "Proventi (oneri) finanziari" e "Altri proventi (oneri) su partecipazioni". Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie

avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

I crediti sono valutati secondo il metodo del costo ammortizzato (v. punto successivo "Attività finanziarie").

Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando il diritto a ricevere i flussi di cassa è trasferito unitamente a tutti i rischi e benefici associati alla proprietà.

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, differenti dai lavori in corso su ordinazione, sono iscritte al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Le rimanenze di gas naturale derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e all'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

(4) A partire dall'esercizio 2009 le variazioni del fair value degli strumenti derivati non di copertura su commodity, intendendo per tali anche gli effetti dei regolamenti, sono rilevate nella voce di conto economico "Altri proventi (oneri) operativi".

dei corrispettivi maturati; la parte eccedente il valore delle rimanenze è iscritta nelle passività. Le perdite derivanti dalla chiusura delle commesse sono rilevate interamente nell'esercizio in cui sono considerate probabili. I lavori in corso su ordinazione non fatturati i cui corrispettivi sono pattuiti in moneta diversa dall'euro sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con imputazione degli effetti a conto economico.

In presenza di clausole di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinino l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred costs" in contropartita alla voce "Altri debiti" ovvero all'esborso effettuato per il relativo regolamento. I deferred costs stanziati 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 configuri 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 derivati".

Attività non correnti

Attività materiali⁵

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 sono indicati al punto "Fondi per rischi e oneri"⁶. 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. 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 utile⁷ 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 ammortizzare 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 non correnti destinate alla vendita").

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. In assenza di un accordo di vendita vincolante, il fair value è stimato sulla base dei valori espressi da un mercato attivo, da transazioni recenti ovvero sulla base delle migliori informazioni disponibili per riflettere l'ammontare che l'impresa potrebbe ottenere dalla vendita del bene. 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 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 va-

[5] I criteri relativi alla rilevazione e valutazione delle attività minerarie sono indicati al punto "Attività minerarie".

[6] 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 Petrochimica, 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 Petrochimica.

[7] Con riferimento alla redazione della relazione finanziaria annuale 2010 rileva la circostanza che con effetto prospettico a partire dal 1° gennaio 2010 è stata adeguata: (i) la vita utile dei metanodotti (da 40 a 50 anni) coerentemente con la revisione ai fini tariffari operata da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas; la vita utile così definita non eccede la vita tecnica dei beni. L'impatto positivo sui risultati dell'esercizio è di 31 milioni di euro al lordo dell'effetto fiscale; (ii) la vita utile residua delle raffinerie e relative facility sulla base della revisione delle modalità attese di ottenimento dei benefici economici futuri ad esse associati, con ciò allineandosi ai comportamenti seguiti dalle principali integrated oil companies, in particolare quelle europee. Le nuove vite utili sono state confermate dalle risultanze di un apposito studio tecnico. L'impatto positivo sui risultati dell'esercizio è di 76 milioni di euro al lordo dell'effetto fiscale.

lorizzazione 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 le attività regolate, il tasso di sconto utilizzato ai fini della determinazione del valore d'uso è fatto pari al tasso di rendimento definito dal regolatore per la redditività del capitale investito netto. 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 ad 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 (c.d. 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 è superiore al valore recuperabile⁸, 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 valore⁹.

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 è 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 (c.d. service concession arrangements) relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione in cui: (i) il concedente controlla o regola i servizi forniti dall'operatore tramite l'infrastruttura e il relativo prezzo da applicare; (ii) il concedente 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 pubblico¹⁰.

Attività mineraria^{11 12}

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.

(8) Per la definizione di valore recuperabile vedi punto "Attività materiali".

(9) 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.

(10) 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.

(11) 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".

(12) Con riferimento alla redazione della relazione finanziaria annuale 2010 rileva la circostanza che con effetto prospettico a partire dal 1° aprile 2010, è stato aggiornato il coefficiente di conversione del gas naturale da metri cubi a barili di petrolio equivalente in ragione di 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili). L'aggiornamento riflette la modifica della composizione delle proprietà a gas di Eni intervenuta in anni recenti ed è stato determinato raccogliendo i dati del potere calorifico del gas di tutti i 230 campi a gas di Eni in esercizio a fine 2009. Pertanto, a partire dal secondo trimestre 2010 l'aliquota UOP per l'ammortamento delle attività minerarie è definita considerando le produzioni e le riserve determinate applicando il coefficiente di conversione gas aggiornato ai giacimenti a produzione congiunta di petrolio e gas. Gli effetti della modifica non sono significativi. L'effetto sulla produzione espressa in barili equivalenti di petrolio dell'anno 2010 è stato di 26.000 boe/giorno; sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi). Le altre compagnie petrolifere adottano specifici coefficienti diversi tra di loro.

77058/404

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, etc.), 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, etc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Production sharing agreements e contratti di buy-back

Le riserve relative ai Production Sharing Agreements e ai contratti di buy-back 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.

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 netto¹³. 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 valutate al costo sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'importo a conto economico alla voce "Altri proventi (oneri) su partecipazioni". 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. 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 ripristino¹⁴. Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il patrimonio netto è rilevato in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.

Crediti e attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza
I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono

[13] 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.

[14] 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.

iscritti al costo rappresentato dal fair value del corrispettivo iniziale dato in cambio, incrementato dei costi di transazione (es. commissioni, consulenze, etc.). 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 (c.d. 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 accertata, il fondo svalutazione è utilizzato a fronte oneri, diversamente è utilizzato per esuberanza. Gli effetti economici della valutazione al costo ammortizzato sono rilevati alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

Attività non correnti destinate alla vendita

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione, il cui valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo, sono classificate come destinate alla vendita. 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.

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.

Passività finanziarie

I debiti sono valutati con il metodo del costo ammortizzato (v. punto precedente "Attività finanziarie").

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 a 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 in 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), in contropartita all'attività a cui si riferisce.

Nelle Note al bilancio consolidato 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.

Benefici per i 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 (c.d. 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 di esercizio coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici.

Gli utili e le perdite attuariali relativi a programmi a benefici definiti derivanti da variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o da modifiche delle condizioni del piano sono rilevati pro quota a conto economico, per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al programma, se e nei limiti in cui il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente eccede il maggiore valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al programma e il 10% del fair value delle attività al suo servizio (c.d. metodo del corridoio).

Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali ovvero da una modifica delle caratteristiche del beneficio 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 riconosciuti 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, sempreché 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. punto precedente "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 ad 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 iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse.

In presenza di programmi di fidelizzazione della clientela, i punti premio assegnati sono rilevati come una componente separata della transazione di vendita con cui sono attribuiti. Pertanto, la parte del ricavo corrispondente al fair value dei punti premio assegnati è rilevata in contropartita alla voce "Altre passività"; tale passività è riversata a conto economico nell'esercizio in cui avviene l'utilizzo dei punti premio da parte della clientela o ne decade il relativo diritto.

Le permutate tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi e costi.

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

I costi relativi alle quote di emissione, determinati sulla base della media dei prezzi esistenti sulle principali borse europee alla chiusura dell'esercizio, 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 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 a cui è riferita l'assegnazione (c.d. vesting period)¹⁵. Il fair value delle stock option è rappresentato dal valore dell'opzione determinato applicando adeguate tecniche di valutazione che tengono conto delle condizioni di esercizio del diritto, del valore corrente dell'azione, della volatilità attesa e del tasso d'interesse privo di rischio. Il fair value delle stock option è rilevato in contropartita alla voce "Altre riserve".

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

[15] Periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data a partire dalla quale l'opzione può essere esercitata.

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.

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 relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture, 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 imposte correnti, le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono anch'esse rilevate al patrimonio netto.

Strumenti derivati

Gli strumenti derivati, ivi inclusi quelli impliciti (c.d. embedded derivatives)

oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al fair value stimato secondo i criteri indicati al punto "Attività correnti". In presenza di obiettive evidenze di svalutazione per motivi differenti dalla svalutazione del fair value (v. anche punto "Attività correnti") i derivati attivi sono esposti al netto degli accantonamenti effettuati al relativo fondo svalutazione.

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 rilevati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere le variazioni del fair value associate al rischio coperto. 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 a patrimonio netto e successivamente rilevate 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.

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 (c.d. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption)

Schemi di bilancio¹⁶

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti¹⁷ e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura¹⁸.

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

A partire dall'esercizio 2010 sono entrate in vigore le disposizioni dell'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" (di seguito "IFRIC 12") che definiscono i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per gli

(16) Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nella relazione finanziaria annuale 2009, fatta eccezione per il rendiconto finanziario, per il quale, al fine di fornire un'informazione più comparabile con quella delle altre principali integrated oil companies, è stata prevista una differente articolazione degli elementi che compongono il "Flusso di cassa netto da attività operativa". In particolare, le principali variazioni hanno riguardato: (i) l'eliminazione delle voci "Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio" e "Flusso di cassa del risultato operativo"; (ii) l'apertura della voce "Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto"; (iii) l'inclusione nella voce "Variazioni del capitale di esercizio" delle svalutazioni (rivalutazioni) nette afferenti rimanenze, crediti commerciali e variazione del fair value relativo ai contratti derivati, precedentemente incluse nella voce "Svalutazioni (rivalutazioni) nette"; (iv) l'inclusione nella voce relativa alle "Variazioni del capitale di esercizio" delle variazioni dei fondi per rischi e oneri; (v) la rappresentazione della variazione del fondo per benefici ai dipendenti dopo la voce che accoglie il "Flusso di cassa del capitale di esercizio".

(17) A partire dall'esercizio 2009, gli strumenti derivati non di copertura sono articolati nelle voci "Altre attività (passività) correnti" e "Altre attività (passività) non correnti" in funzione della data di regolamento prevista.

(18) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate alla nota 34 - Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari.

accordi tra settore pubblico e privato relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione. In considerazione degli accordi in essere nel Gruppo, l'applicazione dell'IFRIC 12 comporta la classificazione delle infrastrutture in concessione tra le attività immateriali; nello stato patrimoniale al 31 dicembre 2009 posto a confronto, il valore netto contabile delle infrastrutture relative agli accordi in concessione ex IFRIC 12 (3.412 milioni di euro; 3.322 milioni di euro al 1° gennaio 2009) è stato riclassificato dalla voce "Immobili, impianti e macchinari" alla voce "Attività immateriali". Il processo di ammortamento delle attività relative agli accordi per servizi in concessione è rimasto invariato e continua ad essere operato considerando le modalità attese di ottenimento dei benefici economici futuri derivanti dall'utilizzo e dal valore residuo dell'infrastruttura, così come previsti dal quadro normativo di riferimento.

■ 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 di 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 cambiamen-

ti 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 buy back 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 materiali e immateriali 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 procedere 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 cost - v. anche punto "Attività correnti") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirato a fronte di contratti di approvvigionamento a lungo termine che prevedono clausole di "take-or-pay". La svalutazione è determinata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra: il valore, al netto degli oneri di dismissione, e il valore di sviluppo 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 incrementato 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 del Decreto del Ministro dell'Ambiente n. 471/1999; (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.

Benefici per i 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, i ritorni attesi sulle attività a servizio dei piani, 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 di elevata qualità 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; (v) il ritorno delle attività a servizio dei piani è determinato sulla base della media ponderata dei rendimenti futuri attesi differenziati per classi di investimento (reddito fisso, equity, monetario).

Le differenze tra i costi sostenuti e quelli attesi e tra i ritorni effettivi e quelli attesi sulle attività a servizio del piano si verificano normalmente e sono definite utili o perdite attuariali. Gli utili e le perdite attuariali sono rilevati pro-quota a conto economico per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al programma, se, e nei limiti in cui, il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente eccede il maggiore valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al programma e il 10% del fair value delle attività al suo servizio (c.d. metodo del corridoio).

Le ipotesi attuariali sono adottate anche per la determinazione delle obbligazioni relative ai benefici a lungo termine; a tal fine, gli effetti derivanti dalle modifiche delle ipotesi attuariali ovvero delle caratteristiche del beneficio sono rilevati interamente a conto economico.

77058/410

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 nel settore Ingegneria & Costruzioni

I ricavi del business 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 ed 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.

Principi contabili di recente emanazione

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e omologati dalla Commissione Europea

Con il Regolamento n. 632/2010 emesso dalla Commissione Europea in data 19 luglio 2010, è stata omologata la nuova versione dello IAS 24 "Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate", che: (i) integra la definizione di parti correlate prevedendo nuove fattispecie; (ii) per le transazioni poste in essere tra società correlate alla medesima Autorità governativa (Government-related entities), consente di limitare le informazioni di natura quantitativa alle transazioni rilevanti. Le disposizioni della nuova versione dello IAS 24 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2011.

Con il Regolamento n. 662/2010 emesso dalla Commissione Europea in data 23 luglio 2010, è stato omologato l'IFRIC 19 "Estinzione di passività finanziarie con strumenti rappresentativi di capitale" (di seguito "IFRIC 19"), che definisce il trattamento contabile da adottare nel caso del regolamento di una passività finanziaria attraverso l'emissione di strumenti rappresentativi di capitale (c.d. debt for equity swap). In particolare, gli strumenti rappresentativi di capitale emessi per estinguere in tutto o in parte la passività sono valutati al loro fair value ovvero, qualora non attendibilmente determinabile, al fair value della passività estinta. La differenza tra il valore di iscrizione della passività finanziaria

estinta e il fair value degli strumenti rappresentativi di capitale emessi è rilevata a conto economico. Le disposizioni dell'IFRIC 19 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° luglio 2010 (per Eni: bilancio 2011).

Con il Regolamento n. 149/2011 emesso dalla Commissione Europea in data 18 febbraio 2011 è stato omologato il documento "Improvements to IFRSs" contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali e delle interpretazioni esistenti. Le disposizioni del documento sono efficaci a partire dall'esercizio 2011.

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" 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 (c.d. 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. Le disposizioni dell'IFRS 9 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

In data 7 ottobre 2010 lo IASB ha emesso l'Amendment to IFRS "Disclosures - Transfers of financial assets", che prevede l'integrazione dell'informativa sugli strumenti finanziari, con riferimento ai trasferimenti di attività finanziarie, per descrivere i rischi ai quali la società rimane esposta in relazione alle attività trasferite. Le nuove disposizioni richiedono, tra l'altro, informative addizionali nel caso in cui la società effettua rilevanti trasferimenti di attività finanziarie in prossimità della chiusura dell'esercizio. Le nuove disposizioni sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° luglio 2011 (per Eni: bilancio 2012).

Allo stato Eni sta analizzando i principi e le interpretazioni indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

Attività correnti

📌 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 1.549 milioni di euro (1.608 milioni di euro al 31 dicembre 2009) comprendono attività finanziarie originariamente esigibili entro 90 giorni per 339 milioni di euro (450 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Le attività finanziarie esigibili entro 90 giorni riguardano essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore. La scadenza media delle attività esigibili entro 90 giorni è di 30 giorni e il tasso di interesse effettivo è dello 0,6%.

📌 Altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita

Le altre attività finanziarie destinate alla negoziazione o disponibili per la vendita si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Titoli strumentali all'attività operativa:		
- Titoli quotati emessi dallo Stato italiano	113	48
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari esteri	171	219
- Altri titoli non quotati		6
	284	273
Titoli non strumentali all'attività operativa:		
- Titoli quotati emessi dallo Stato italiano	49	87
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari italiani ed esteri	14	22
- Altri titoli non quotati	1	
	64	109
	348	382

I titoli di 382 milioni di euro (348 milioni di euro al 31 dicembre 2009) sono disponibili per la vendita. Al 31 dicembre 2009 e al 31 dicembre 2010 Eni non deteneva attività finanziarie destinate alla negoziazione.

Gli effetti della valutazione al fair value dei titoli si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2009	Variazione con effetto a riserva	Valore al 31.12.2010
Effetto valutazione al fair value	6	(9)	(3)
Passività per imposte differite	(1)	1	
Altre riserve di patrimonio netto	5	(8)	(3)

I titoli strumentali all'attività operativa di 273 milioni di euro (284 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd per 267 milioni di euro (284 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.

77058/412

Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e gli altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Crediti commerciali	14.916	17.221
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	339	436
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	113	220
- non strumentali all'attività operativa	73	6
	525	662
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	82	86
- altri	4.825	5.667
	4.907	5.753
	20.348	23.636

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 1.524 milioni di euro (1.647 milioni di euro al 31 dicembre 2009):

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2009	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2010
Crediti commerciali	942	201	(191)	10	962
Crediti finanziari	6				6
Altri crediti	699	21	(67)	(97)	556
	1.647	222	(258)	(87)	1.524

Nel corso dell'esercizio 2010 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto not notification di crediti commerciali con scadenza 2011 di 1.279 milioni di euro. La cessione ha riguardato crediti commerciali relativi ai settori Refining & Marketing (910 milioni di euro) e Gas & Power (369 milioni di euro). In forza delle disposizioni contrattuali statuite Eni provvede alla gestione degli incassi dei crediti ceduti e, nei limiti degli stessi, al trasferimento delle somme ricevute alle società di factor.

L'incremento dei crediti commerciali di 2.305 milioni di euro è riferito principalmente al settore Gas & Power (1.360 milioni di euro), di cui 112 milioni di euro sono relativi al credito per posizioni attive di take-or-pay nell'ambito di contratti di somministrazione gas a lungo termine, al settore Refining & Marketing (330 milioni di euro) e al settore Ingegneria & Costruzioni (309 milioni di euro).

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009			31.12.2010		
	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	11.557	3.004	14.561	14.122	4.451	18.573
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	1.037	58	1.095	1.142	51	1.193
Crediti scaduti e non svalutati:						
- da 0 a 3 mesi	1.168	722	1.940	1.291	74	1.365
- da 3 a 6 mesi	503	56	559	195	56	252
- da 6 a 12 mesi	294	439	733	177	663	840
- oltre 12 mesi	357	578	935	293	458	751
	2.322	1.845	4.167	1.957	1.251	3.208
	14.916	4.907	19.823	17.221	5.753	22.974

I crediti commerciali e gli altri crediti scaduti e non svalutati riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche e altre controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi, gas naturale e prodotti petrolchimici.

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali di 201 milioni di euro (260 milioni di euro nel 2009) è riferito principalmente al settore Gas & Power (136 milioni di euro) e al settore Refining & Marketing (31 milioni di euro). L'utilizzo del fondo svalutazione crediti commerciali di 191 milioni di euro (15 milioni di euro nel 2009) è riferito principalmente ai settori Gas & Power (99 milioni di euro) e Exploration & Production (41 milioni di euro) in relazione al passaggio a perdite dei relativi crediti (101 milioni di euro) e all'incasso di crediti precedentemente svalutati (90 milioni di euro).

I crediti commerciali comprendono ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione per 70 milioni di euro (168 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a 5.069 milioni di euro.

Altri crediti per 482 milioni di euro del settore Exploration & Production, relativi al recupero di costi di investimento, sono oggetto di arbitrato (461 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 656 milioni di euro (452 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano principalmente finanziamenti concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per 470 milioni di euro (245 milioni di euro al 31 dicembre 2009), depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd per 159 milioni di euro (179 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e crediti per leasing finanziario per 19 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2009). Maggiori informazioni sui leasing finanziari sono riportati alla nota n. 18 – Altre attività finanziarie non correnti.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 6 milioni di euro (73 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano depositi vincolati del settore Ingegneria & Costruzioni (67 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a 458 milioni di euro.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Crediti verso:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	2.372	3.017
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	457	457
- compagnie di assicurazione	194	131
	3.023	3.605
Acconti per servizi	860	1.085
Crediti per operazioni di factoring	156	190
Altri crediti	868	873
	4.907	5.753

I crediti per operazioni di factoring di 190 milioni di euro (156 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano la Serfactoring SpA e sono riferiti essenzialmente 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 3.837 milioni di euro.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 – Rapporti con parti correlate.

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.

10 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

	31.12.2009					31.12.2010				
[milioni di euro]	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	616	150		1.363	2.129	878	167		1.516	2.561
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	74	17		9	100	117	33		1	151
Lavori in corso su ordinazione			759		759			428		428
Prodotti finiti e merci	1.889	552		66	2.507	2.721	666		62	3.449
	2.579	719	759	1.438	5.495	3.716	866	428	1.579	6.589

77058/614

I lavori in corso su ordinazione di 428 milioni di euro (759 milioni di euro al 31 dicembre 2009) sono al netto degli acconti ricevuti dai committenti di 15 milioni di euro (13 milioni di euro al 31 dicembre 2009) corrispondenti al valore contrattuale dei lavori eseguiti.

La variazione delle rimanenze e del fondo svalutazione si analizza come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Variazioni dell'esercizio	Accantonamenti	Utilizzi	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2009								
Rimanenze lorde	6.779	(1.157)			2	(35)	9	5.598
Fondo svalutazione	(697)		(36)	550		1	79	(103)
Rimanenze nette	6.082	(1.157)	(36)	550	2	(34)	88	5.495
31.12.2010								
Rimanenze lorde	5.598	822			124	(12)	38	6.694
Fondo svalutazione	(103)		(16)	23		(2)	(7)	(105)
Rimanenze nette	5.495	822	(16)	23	124	(10)	31	6.589

La variazione dell'esercizio di 822 milioni di euro è riferita essenzialmente al settore Refining & Marketing (817 milioni di euro). Gli utilizzi di 23 milioni di euro riguardano principalmente il settore Petrolchimica (13 milioni di euro). La variazione dell'area di consolidamento di 124 milioni di euro è riferita essenzialmente all'inserimento nell'area di consolidamento per acquisizione del controllo di Altagaz SA (137 milioni di euro) e, in diminuzione, all'esclusione dall'area di consolidamento per cessione del controllo della GreenStream BV (20 milioni di euro).

Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Imprese italiane	570	297
Imprese estere	183	170
	753	467

Il decremento di 286 milioni di euro delle attività per imposte sul reddito correnti è riferito ad Eni SpA per 193 milioni di euro ed è dovuto essenzialmente alla circostanza che nel 2009 sono stati versati acconti in misura superiore al debito successivamente accertato e, nel corso del 2010, l'eccedenza è stata in parte utilizzata a compensazione dei debiti per imposte dell'esercizio.

Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
IVA	889	431
Accise e imposte di consumo	119	192
Altre imposte e tasse	262	315
	1.270	938

Il decremento dei crediti IVA di 458 milioni di euro è riferito ad Eni SpA per 263 milioni di euro ed è dovuto essenzialmente alla circostanza che nel 2009 sono stati versati acconti in misura superiore agli importi successivamente accertati.

19 Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Fair value su contratti derivati non di copertura	698	626
Fair value su contratti derivati di copertura cash flow hedge	236	210
Altre attività	373	514
	1.307	1.350

Il fair value su contratti derivati non di copertura si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009			31.12.2010		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Interest currency swap	2	113				
Currency swap	64	1.855	1.117	123	1.357	4.411
Altri	142	174	537	1	80	162
	208	2.142	1.654	124	1.437	4.573
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	1	133				
Altri	9	9				
	10	142				
Contratti su merci						
Over the counter	469	1.383	1.257	383	2.739	525
Future	10	234		33	418	
Altri	1		8	86		448
	480	1.617	1.265	502	3.157	973
	698	3.901	2.919	626	4.594	5.546

Il fair value dei contratti 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 su contratti derivati non di copertura di 626 milioni di euro (698 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguarda essenzialmente contratti 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 sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il fair value dei contratti derivati di copertura cash flow hedge di 210 milioni di euro (236 milioni di euro al 31 dicembre 2009) è riferito essenzialmente al settore Gas & Power (209 milioni di euro) per operazioni di copertura del bilanciamento del portafoglio gas in caso di eccesso o carenza e ad operazioni di copertura del rischio cambio e 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 derivante dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento: i flussi di cassa relativi ai contratti di somministrazione possono essere indicizzati a benchmark hub, mentre i flussi di cassa associati ai costi di approvvigionamento sono per la maggior parte ancora legati all'indice oil. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio.

Il fair value passivo relativo ai contratti con scadenza 2011 è indicato alla nota n. 25 – Altre passività correnti; il fair value attivo e passivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2011 è indicato rispettivamente alle note n. 20 – Altre attività non correnti e n. 30 – Altre passività non correnti.

Gli effetti della valutazione al fair value dei contratti derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 – Patrimonio netto e n. 36 – Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a 1.145 e 273 milioni di euro.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 34 – Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Le altre attività di 514 milioni di euro (373 milioni di euro al 31 dicembre 2009) comprendono ratei e risconti per prestazioni di servizio anticipate di 155 milioni di euro (104 milioni di euro al 31 dicembre 2009), per premi assicurativi di 52 milioni di euro (18 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e per affitti e canoni di 20 milioni di euro (35 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

77058/416

Attività non correnti

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	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
31.12.2009										
Terreni	625	10			2	(3)	(16)	618	646	28
Fabbricati	850	35	(99)	(37)	25	(34)	45	785	3.057	2.272
Impianti e macchinari	36.120	3.530	(6.277)	(496)	3	(184)	7.162	39.858	96.280	56.422
Attrezzature industriali e commerciali	601	112	(152)	(2)	16	(18)	230	787	1.948	1.161
Altri beni	377	152	(130)	(4)		(8)	156	543	1.920	1.377
Immobilizzazioni in corso e acconti	17.360	8.193		(451)	2	(281)	(7.649)	17.174	18.715	1.541
	55.933	12.032	(6.658)	(990)	48	(528)	(72)	59.765	122.566	62.801
31.12.2010										
Terreni	618	3			18	4	22	665	693	28
Fabbricati	785	35	(94)	(1)	19	21	67	892	3.194	2.302
Impianti e macchinari	39.858	3.280	(6.755)	(450)	(652)	(1.221)	5.689	42.991	108.464	65.473
Attrezzature industriali e commerciali	787	115	(170)			(17)	(242)	991	2.309	1.318
Altri beni	543	143	(122)		24	18	(516)	1.172	2.503	1.431
Immobilizzazioni in corso e acconti	17.174	8.732		(106)	(58)	833	(5.822)	20.753	22.369	1.616
	59.765	12.308	(7.141)	(257)	(599)	2.614	(714)	67.404	139.612	72.208

Gli investimenti di 12.308 milioni di euro (12.032 milioni di euro al 31 dicembre 2009) sono riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production (8.622 milioni di euro), Ingegneria & Costruzioni (1.541 milioni di euro), Gas & Power (1.251 milioni di euro) e Refining & Marketing (704 milioni di euro), e comprendono oneri finanziari per 186 milioni di euro (221 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riferiti essenzialmente ai settori Ingegneria & Costruzioni (66 milioni di euro), Exploration & Production (57 milioni di euro), Gas & Power (37 milioni di euro) e Refining & Marketing (24 milioni di euro). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra lo 0,8% e il 4,8% (1,9% e il 3,7% al 31 dicembre 2009). I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

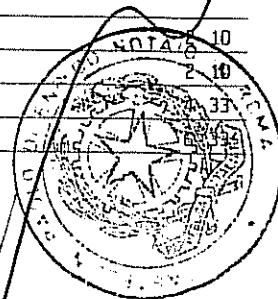
[%]

Fabbricati

Impianti e macchinari

Attrezzature industriali e commerciali

Altri beni



Le svalutazioni di 257 milioni di euro (990 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizzano per settore di attività, al lordo e al netto del relativo effetto fiscale, come segue:

[milioni di euro]	2009	2010
Svalutazioni:		
- Exploration & Production	576	123
- Refining & Marketing	287	72
- Petrolchimica	121	52
- Altri settori	6	10
	990	257
Effetto fiscale:		
- Exploration & Production	197	49
- Refining & Marketing	108	28
- Petrolchimica	33	15
- Altri settori	2	3
	340	95
Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale:		
- Exploration & Production	379	74
- Refining & Marketing	179	44
- Petrolchimica	88	37
- Altri settori	4	7
	650	162

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 continuativo (c.d. cash generating unit). In particolare le cash generating unit sono rappresentate generalmente: (i) per il settore Exploration & Production dai campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa risultano tra loro interdipendenti; (ii) per il settore Gas & Power dalle reti di trasporto, di distribuzione, relative facilities e impianti di stoccaggio e di rigassificazione del gas naturale coerentemente con le segmentazioni definite dalle Authorities per la definizione delle remunerazioni delle attività nonché, dalle navi metaniere e dagli impianti di produzione di energia elettrica; (iii) per il settore Refining & Marketing: dagli impianti di raffinazione e dagli impianti, per Paese, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete), con relative facilities; (iv) per il settore Petrolchimica: dagli impianti di produzione, suddivisi per business stabilimento, e relative facilities; (v) per il settore Ingegneria & Costruzioni dalle business unit offshore e onshore e Perforazioni Terra nonché i Rig di perforazione con riferimento alle Perforazioni 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. Per le CGU dei settori regolati del trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas, considerato che la struttura dei costi operativi sostenuta è riconosciuta nelle tariffe definite dalle Autorità di regolazione, il valore d'uso delle relative CGU è fatto pari al valore del capitale investito netto riconosciuto dalle stesse Autorità di regolazione (Regulatory Asset Base - RAB).

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, etc.) 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 del settore Refining & Marketing, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali; c) per le CGU Petrolchimica, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di investimenti di mantenimento e di risultato operativo più ammortamenti normalizzato; d) per le CGU 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 ed il 2%; e) per gli asset dei settori regolati del trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas è definito un terminal value pari al valore della regulatory asset base dell'ultimo anno del piano;
- (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 a supporto del processo di pianificazione strategica del management Eni per gli anni successivi (v. nota n. 3 - Criteri di valutazione).

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 Petrolchimica al costo medio ponderato del capitale di Eni rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività (WACC adjusted post imposte). Per il 2010 i WACC adjusted post imposte utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU sono diminuiti in media di 0,5 punti percentuali rispetto al 2009 per effetto del minore apprezzamento del rischio equity da parte del mercato e della leggera riduzione del costo del debito di

77058/418

Eni dovuto all'andamento atteso dei principali benchmark; questi fattori sono stati parzialmente compensati dall'aumento dei rendimenti di mercato delle attività prive di rischio a causa del maggiore premio Italia. I WACC adjusted 2010 sono compresi tra l'8% e il 13%.

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.

Nel settore Exploration & Production sono state registrate svalutazioni singolarmente di modesta entità per un totale di 123 milioni di euro che hanno riguardato principalmente proprietà a gas negli Stati Uniti e in Egitto dovute all'aggiornamento dello scenario prezzi e a revisioni negative delle riserve, in particolare le "unproved".

Altre svalutazioni minori sono state contabilizzate nei settori Refining & Marketing e Petrochimica in relazione all'importo degli investimenti dell'anno 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 2.614 milioni di euro riguardano principalmente imprese con moneta funzionale dollaro USA (2.221 milioni di euro).

Le altre variazioni di 714 milioni di euro comprendono la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti e social project del settore Exploration & Production di 556 milioni di euro, di cui 287 milioni di euro relativi alla rilevazione di social project da parte della società Eni North Africa BV, la riclassifica da attività destinate alla vendita di 292 milioni di euro relativa alla Società Adriatica Idrocarburi SpA a seguito della rinuncia all'opzione di acquisto del 100% del capitale da parte dell'acquirente e, in diminuzione, la vendita di attività materiali per 95 milioni di euro.

Le immobilizzazioni in corso e acconti comprendono unproved mineral interest come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Acquisizioni	Svalutazioni	Riclassifica a Proved Mineral Interest	Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	Valore finale
31.12.2009						
Congo	1.497	42		(333)	(42)	1.164
USA	1.331	43	(231)	(229)	(32)	882
Turkmenistan	685			(13)	(23)	649
Algeria	689			(220)	(17)	452
Altri Paesi	288	137	(54)	(140)		231
	4.490	222	(285)	(935)	(114)	3.378
31.12.2010						
Congo	1.164			(7)	91	1.248
USA	882		(84)	(150)	20	718
Turkmenistan	649			(12)	51	688
Algeria	452			(43)	37	446
Altri Paesi	231			(61)	(9)	161
	3.378		(84)	(273)	240	3.261

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a 5.680 e 6.186 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2009 e al 31 dicembre 2010.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 28 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2009) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.

I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a 753 milioni di euro (642 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a 27 milioni di euro (28 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e riguardano navi FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production a supporto dell'attività di produzione e trattamento di idrocarburi per 26 milioni di euro e stazioni di servizio del settore Refining & Marketing per 7 milioni di euro.

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 34 – Garanzie, impegni e rischi - Rischio liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 34 – Garanzie, impegni e rischi - Attività in concessione.

Attività materiali per settore di attività

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	71.189	85.494
- Gas & Power	22.040	22.510
- Refining & Marketing	13.378	14.177
- Petrochimica	5.174	5.226
- Ingegneria & Costruzioni	9.163	10.714
- Altre attività	1.592	1.614
- Corporate e società finanziarie	373	372
- Eliminazione utili interni	(343)	(495)
	122.566	139.612
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	36.727	44.973
- Gas & Power	8.262	8.634
- Refining & Marketing	8.981	9.411
- Petrochimica	4.321	4.236
- Ingegneria & Costruzioni	2.858	3.292
- Altre attività	1.513	1.536
- Corporate e società finanziarie	194	201
- Eliminazione utili interni	(55)	(75)
	62.801	72.208
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	34.462	40.521
- Gas & Power	13.778	13.876
- Refining & Marketing	4.397	4.766
- Petrochimica	853	990
- Ingegneria & Costruzioni	6.305	7.422
- Altre attività	79	78
- Corporate e società finanziarie	179	171
- Eliminazione utili interni	(288)	(420)
	59.765	67.404

15 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Greggio e prodotti petroliferi	1.586	1.874
Gas naturale	150	150
	1.736	2.024

Le scorte d'obbligo, detenute essenzialmente da società italiane (1.724 e 2.010 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2009 e al 31 dicembre 2010), riguardano le quantità minime di greggio, prodotti petroliferi e gas naturale che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

77058/420

Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(milioni di euro)	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
31.12.2009										
Attività immateriali a vita utile definita										
- Costi per attività mineraria	971	1.273	(1.615)			(20)	22	631	2.259	1.628
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	149	10	(85)	(2)			66	138	1.275	1.137
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	733	20	(153)			1	70	671	2.403	1.732
- Accordi per servizi in concessione	3.322	268	(121)			17	(74)	3.412	5.958	2.546
- Immobilizzazioni in corso e acconti	580	83		(4)		1	(79)	581	584	3
- Altre attività immateriali	1.733	9	(136)			15	5	1.626	2.035	409
	7.488	1.663	(2.110)	(6)		14	10	7.059	14.514	7.455
Attività immateriali a vita utile indefinita										
- Avviamento	3.531			(56)	15	8	912	4.410		
	11.019	1.663	(2.110)	(62)	15	22	922	11.469		
31.12.2010										
Attività immateriali a vita utile definita										
- Costi per attività mineraria	631	1.038	(1.235)		16	52	36	538	2.323	1.785
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	138	38	(87)				61	150	1.374	1.224
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	671	40	(160)		6	1	17	575	2.410	1.835
- Accordi per servizi in concessione	3.412	300	(134)	(10)		6	(12)	3.562	6.205	2.643
- Immobilizzazioni in corso e acconti	581	138		(1)			(60)	658	664	6
- Altre attività immateriali	1.626	8	(128)			9	(13)	1.514	2.048	534
	7.059	1.562	(1.744)	(11)	22	68	21	6.997	15.024	8.027
Attività immateriali a vita utile indefinita										
- Avviamento	4.410			(430)	173	17	5	4.175		
	11.469	1.562	(1.744)	(441)	195	85	46	11.172		

I costi per attività mineraria di 538 milioni di euro riguardano essenzialmente i 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 cessazione. La voce accoglie anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati interamente nell'esercizio di sostenimento che ammontano a 1.038 milioni di euro (1.271 milioni di euro nell'esercizio 2009).

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di 575 milioni di euro riguardano principalmente i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria (406 milioni di euro) e le concessioni di sfruttamento minerario (121 milioni di euro).

Gli accordi per servizi in concessione di 3.562 milioni di euro riguardano principalmente l'attività di distribuzione del gas in Italia (3.340 e 3.492 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2009 e al 31 dicembre 2010). L'attività di distribuzione gas in Italia è svolta in regime di concessione tramite affidamento del servizio su base comunale, in attesa della definizione, tramite appositi decreti, di ambiti territoriali minimi di dimensione sovracomunale. Alla scadenza della concessione 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. I contributi pubblici portati a decremento degli accordi per servizi in concessione ammontano a 729 milioni di euro (693 milioni al 31 dicembre 2009).

Le altre attività immateriali a vita utile definita di 1.514 milioni di euro riguardano principalmente: (i) la customer relationship e i contratti attivi in essere (order backlog) per complessivi 1.140 milioni di euro (1.244 milioni di euro al 31 dicembre 2009) rilevati a seguito dell'acquisizione di Distrigas NV. Tali asset sono oggetto di ammortamento rispettivamente sulla base della durata del contratto pluriennale di approvvigionamento avente vita più lunga (19 anni) e della durata residua dei contratti di vendita in essere (4 anni); (ii) l'opzione di sviluppo di un sito di stoccaggio per la modulazione commerciale del gas nel Mare del Nord britannico rilevato a seguito dell'acquisizione del controllo della Eni Hewett Ltd per 241 milioni di euro (234 milioni di euro al 31 dicembre 2009), il cui test di valutazione ha confermato la tenuta del valore di libro; (iii) i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte della Polimeri Europa

SpA per 64 milioni di euro (68 milioni di euro al 31 dicembre 2009); (iv) la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti da Eni SpA con la Regione Basilicata a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri connesso ai diritti minerari in concessione per 35 milioni di euro (38 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
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 - 20
Altre immobilizzazioni immateriali	4 - 25

Per quanto riguarda le attività immateriali a vita utile indefinita (goodwill) le svalutazioni di 430 milioni di euro sono riferite essenzialmente al settore Gas & Power (426 milioni di euro) come descritto di seguito. La variazione dell'area di consolidamento di 173 milioni di euro riguarda l'acquisizione della Altergaz SA (97 milioni di euro) e della Eni Mineralölhandel GmbH e relativa società controllata Eni Marketing Austria GmbH (76 milioni di euro) (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 33 – Altre informazioni - Principali acquisizioni).

Il saldo finale della voce goodwill di 4.175 milioni di euro (4.410 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizza per settore di attività come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
- Exploration & Production	249	262
- Gas & Power	3.328	3.000
- Refining & Marketing	84	164
- Ingegneria & Costruzioni	749	749
	4.410	4.175

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 collettivamente di tali sinergie. 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. Per le CGU dei settori regolati del trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas, considerato che la struttura dei costi operativi sostenuta è riconosciuta nelle tariffe definite dalle Autorità di regolazione, il valore d'uso delle relative CGU è fatto pari al valore del capitale investito netto riconosciuto dalle stesse Autorità di regolazione (RAB).

I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili:

- 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;
- 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, etc.), 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 del settore Refining & Marketing, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali; c) per le CGU 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 ed il 2%; d) per le CGU trasporto Italia, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas è definito un terminal value pari al valore della Regulatory Asset Base dell'ultimo anno del piano;
- 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 a supporto del processo di pianificazione strategica del management Eni per gli anni successivi (v. nota n. 3 – Criteri di valutazione).

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde: (i) per i settori Exploration & Production e Refining & Marketing al costo medio ponderato del capitale di Eni rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività (WACC adjusted post imposte). Per il 2010 i WACC adjusted post imposte utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU sono diminuiti in media di 0,5 punti percentuali rispetto al 2009 per effetto del minore apprezzamento del rischio equity da parte del mercato e della leggera riduzione del costo del debito di Eni dovuto all'andamento atteso dei principali benchmark; questi fattori sono stati parzialmente compensati dall'aumento dei rendimenti di mercato delle attività prive di rischio a causa del maggiore premio Italia. I WACC adjusted 2010 sono compresi tra l'8% e il 13%; (ii) per i settori Gas & Power ed Ingegneria & Costruzioni agli specifici WACC di settore (su base di un campione di società operanti nel medesimo settore per Gas & Power; sulla base della quotazione di mercato per Ingegneria & Costruzioni). Il WACC del settore Gas & Power è 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 per il motivo che il capitale investito della società si riferisce prevalentemente a beni mobili il cui utilizzo non è vincolato a uno specifico Paese. I tassi di sconto utilizzati sono compresi tra un minimo del 7% e un massimo dell'8% per il settore Gas & Power che ha visto invariato il WACC adjusted rispetto al 2009 per effetto della circostanza che la riduzione del rischio equity specifico del settore Gas & Power è risultata meno marcata di quella del settore Oil ed è stata completamente compensata dall'aumento del

77058/422

tasso privo di rischio; per il settore Ingegneria & Costruzioni è utilizzato il tasso del 9% in aumento di mezzo punto percentuale rispetto al 2009 a causa del maggiore premio per il rischio equity e l'aumento dei rendimenti delle attività prive di rischio; (iii) per le attività regolate il tasso utilizzato è quello definito dal regolatore per la redditività del capitale investito netto.

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 di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Mercato gas Italia	766	767
Mercato gas estero	2.247	1.918
- di cui mercato europeo	2.148	1.722
Trasporto Italia	305	305
Altre	10	10
	3.328	3.000

Il goodwill attribuito alla CGU mercato gas Italia riguarda essenzialmente quello rilevato in occasione del buy-out delle minorities di Italgas, operante nei settori residenziali e business di ridotte dimensioni, a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (706 milioni di euro). In sede di impairment test la CGU mercato Italia conferma la tenuta del valore di libro, compreso il goodwill.

Il goodwill allocato alla CGU mercato europeo è quello riveniente dall'acquisizione della società belga Distrigas ed è stato attribuito a tale CGU alla cui composizione concorrono le attività di Distrigas e quelle di vendita gas in Europa direttamente e indirettamente gestite dalla Divisione Gas & Power di Eni SpA [area Nord Est Europa - Francia, Germania, Benelux, Regno Unito, Svizzera e Austria] che complessivamente beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione. In sede di verifica della tenuta del valore di libro, il management ha proceduto nel bilancio 2010 a svalutare per l'ammontare di 426 milioni di euro il goodwill attribuito alla CGU mercato europeo considerando i risultati 2010 e le ridotte prospettive di redditività del business gas.

Le assunzioni più rilevanti ai fini della proiezione dei flussi di cassa futuri delle due 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 alla CGU mercato europeo, ha ridimensionato rispetto agli esercizi precedenti gli utili e i cash flow del business gas Eni sulla base delle aspettative di deboli fondamentali della domanda e dell'offerta, crescente pressione competitiva e aumentato rischio commerciale. La CGU mercato europeo è prevista essere penalizzata principalmente dalla riduzione dei margini unitari determinata dallo sviluppo di hub liquidi e dal peso crescente nella contrattazione con i clienti dei prezzi formati in tali hub, la cui dinamica è differente da quella dei costi di approvvigionamento del portafoglio Eni indicizzati in misura rilevante ai prezzi del petrolio e dei prodotti energetici. Nel 2010 sono stati registrati spread negativi tra i prezzi spot e il costo dell'approvvigionamento oil-linked; tale decoupling è previsto riassorbirsi non prima del 2014 in base alle proiezioni del management. Per la CGU mercato europeo, il management assume nel nuovo arco di piano rispetto al piano precedente: (i) una riduzione media del 47% dei margini unitari previsti per le vendite rilevanti ai fini della valutazione della CGU in oggetto; (ii) volumi di vendita medi inferiori del 7%; (iii) un tasso di attualizzazione e un tasso di crescita invariati. I risultati economici e finanziari del piano industriale del business gas e l'entità della svalutazione della CGU mercato europeo incorporano l'assunzione del management di rinegoziare condizioni economiche più favorevoli per i principali contratti di approvvigionamento del gas Eni, in modo da rendere più competitiva la posizione di costo dell'impresa nell'attuale fase depressa di mercato. L'apertura di tali trattative con i fornitori è contrattualmente prevista [revisione prezzi, flessibilità contrattuali] al verificarsi di mutamenti rilevanti di mercato, quali sono quelli in corso dal secondo semestre 2008, con la finalità di assicurare l'equilibrio economico delle parti. Nel corso del 2010 Eni ha finalizzato alcune importanti rinegoziazioni ottenendo un miglioramento delle condizioni economiche di fornitura e una maggiore flessibilità operativa a beneficio dei propri programmi commerciali; sono state avviate o sono in fase di avvio analoghe o ulteriori rinegoziazioni con tutti i principali fornitori di gas con contratti di lungo termine. Qualora la conclusione di tali rinegoziazioni non fosse in linea con le aspettative del management ed in assenza di una decisa ripresa del mercato del gas, l'impatto negativo sui risultati e sui cash flow futuri del business gas avrebbe ulteriori conseguenze sulla tenuta del valore di libro degli asset della CGU mercato europeo.

La stima del valore terminale delle due CGU mercato gas Italia e mercato estero è stata eseguita con il metodo della perpetuità dell'ultimo anno di piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a 1,6% per il mercato europeo e a zero per l'Italia. Il valore d'uso della CGU mercato europeo è stato determinato attualizzando i relativi flussi di cassa post-tax al tasso di sconto post-tax del 7,5% che corrisponde al tasso pre-tax del 9,3% [nell'esercizio precedente il tasso di sconto post-tax del 7,5% corrispondeva al tasso pre-tax del 10%]; per la CGU mercato Italia è stato utilizzato il tasso di sconto post-tax del 7% che corrisponde al tasso pre-tax del 11,7% [nell'esercizio precedente il tasso di sconto post-tax del 7% corrispondeva al tasso pre-tax del 11,9%].

L'eccedenza del valore d'uso della CGU mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito, pari a 344 milioni di euro si azzerà al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 26% in media dei margini previsti; (ii) diminuzione del 26% in media dei volumi previsti; (iii) incremento di 2,8 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iv) un tasso finale di crescita nominale negativo del 3,5%. Il valore d'uso della CGU mercato Italia e la relativa analisi di sensitività sono stati calcolati sulla base dei soli margini retail, escludendo il margine del grossista e i margini dei clienti business (industriali, termoelettrici e altri).

Il goodwill attribuito alla CGU trasporto Italia deriva dall'acquisto di azioni proprie effettuato da Snam Rete Gas SpA e corrisponde alla differenza tra il prezzo pagato e il patrimonio netto acquisito a seguito dell'aumento dell'interessenza Eni. Il valore recuperabile della CGU trasporto Italia è stimato con

riferimento al RAB riconosciuto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas ed è superiore al patrimonio netto del trasporto Italia nel bilancio consolidato Eni compresa la quota di goodwill allocata. Al momento non è ragionevolmente ipotizzabile nessuna modifica nelle assunzioni fatte che possa determinare l'azzeramento di tale eccedenza.

Settore Ingegneria & Costruzioni

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Offshore	416	415
Onshore	317	318
Altre	16	16
	749	749

Il goodwill di 749 milioni di euro riguarda essenzialmente quello rilevato a seguito dell'acquisto di Bouygues Offshore SA, ora Saipem SA (711 milioni di euro), allocato alle due CGU offshore e 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. Il test è stato eseguito scontando i flussi di cassa associati all'uso delle CGU al tasso post-tax del 9% (8,5% nel 2009) che corrisponde al tasso pre-tax dell'11,8% per l'offshore e del 13% per l'onshore (10,8% e 12,3% rispettivamente nel 2009). L'eccedenza del valore recuperabile della CGU offshore di 4.338 milioni di euro rispetto al corrispondente valore di libro comprensivo del goodwill ad essa riferito si azzerava al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) riduzione del 55% del risultato operativo; (ii) incremento di circa 9 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 onshore, compreso il goodwill allocato, si azzerano al verificarsi di variazioni ancora più elevate rispetto a quelle della CGU 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 262 milioni di euro, 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 Calgary; (ii) nel settore Refining & Marketing (164 milioni di euro), il goodwill riguarda per 66 milioni di euro reti di stazioni di servizio acquisite nel 2008 in Repubblica Ceca, Ungheria e Slovacchia le cui prospettive di redditività sono migliorate rispetto all'esercizio precedente per effetto della ripresa della domanda e delle azioni di penetrazione commerciale, nonché per 76 milioni di euro l'allocazione del prezzo dell'acquisizione di una rete di stazioni di servizio in Austria perfezionata nell'agosto 2010.

Partecipazioni

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

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

(milioni di euro)	Valore iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2009									
Partecipazioni in imprese controllate	177	1	(14)	42	(4)	(8)	(3)	26	217
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	3.257	25	(111)	478	(81)	(254)	(54)	67	3.327
Partecipazioni in imprese collegate	2.037	200	(24)	173	(156)	(122)	(31)	207	2.284
	5.471	226	(149)	693	(241)	(384)	(88)	300	5.828
31.12.2010									
Partecipazioni in imprese controllate	217	32	(3)	75	(18)	(38)	9	(18)	256
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	3.327	44	(526)	379	(124)	(312)	124	(177)	2.735
Partecipazioni in imprese collegate	2.284	187	(33)	263	(7)	(130)	81	32	2.677
	5.828	263	(562)	717	(149)	(480)	214	(163)	5.668

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 263 milioni di euro si riferiscono alla sottoscrizione di aumenti di capitale sociale, di cui 183 milioni di euro relativi ad Angola LNG Ltd.

77058/424

Le cessioni e rimborsi di 562 milioni di euro riguardano essenzialmente il rimborso di capitale di Artic Russia BV (526 milioni di euro) in relazione alla cessione del 51% della joint-venture Eni-Enel OOO "SeverEnergia" a Gazprom in forza dell'esercizio della call option da parte della società russa avvenuto il 23 settembre 2009. Il 31 marzo 2010 Eni ha incassato la seconda tranche della transazione pari a 526 milioni di euro (al cambio euro/dollaro di transazione pari a 1,35 corrispondenti a circa 710 milioni di dollari).

Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto e il decremento per dividendi riguardano le seguenti imprese:

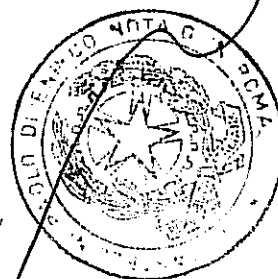
(milioni di euro)	31.12.2009			31.12.2010		
	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista
- Galp Energia SGPS SA	116	64	33,34	147	55	33,34
- Unión Fenosa Gas SA	108	138	50,00	116	126	50,00
- Trans Austria Gasleitung GmbH	84	22	89,00	98	67	89,00
- United Gas Derivatives Co	24	40	24,55 ^(*)	47	44	24,55 ^(*)
- Eni BTC Ltd	35		100,00	37	35	100,00
- Blue Stream Pipeline Co BV	33		50,00	36		50,00
- Altre	293	120		236	153	
	693	384		717	480	

(*) Percentuale di controllo 33,33.

Le minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto di 149 milioni di euro riguardano principalmente la CARDÓN IV SA (40 milioni di euro) e la Super Octanos CA (36 milioni di euro).

Le altre variazioni di 163 milioni di euro comprendono: (i) la riclassifica ad attività destinate alla vendita delle partecipazioni in Trans Austria Gasleitung GmbH (203 milioni di euro), Transigas AG (40 milioni di euro) e Trans Europa Naturgas Pipeline Gesellschaft mbH & Co KG (8 milioni di euro) (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 31 - Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili); (ii) l'esclusione dalle imprese a controllo congiunto e inclusione nell'area di consolidamento a seguito dell'acquisizione del controllo di Altergaz SA (67 milioni di euro); (iii) in aumento, l'esclusione dall'area di consolidamento e inclusione nelle imprese a controllo congiunto a seguito della cessione del 25% del capitale di GreenStream BV con conseguente perdita del controllo (149 milioni di euro).

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2010 sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2010" che costituisce parte integrante delle presenti note.



Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

[milioni di euro]	31.12.2009		31.12.2010	
	Valore contabile	% di possesso dell'azionista	Valore contabile	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate:				
- Eni BTC Ltd	93	100,00	104	100,00
- Eni BBL Ltd	3	100,00	28	100,00
- Altre (*)	121		124	
	217		256	
Imprese a controllo congiunto:				
- Unión Fenosa Gas SA	473	50,00	468	50,00
- Artic Russia BV	918	60,00	445	60,00
- Blue Stream Pipeline Co BV	371	50,00	435	50,00
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	284	50,00	285	50,00
- Azienda Energia e Servizi Torino SpA	170	49,00	172	49,00
- Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	161	49,00	160	49,00
- Toscana Energia SpA	143	49,38	155	48,13
- GreenStream BV			147	50,00
- Raffineria di Milazzo ScpA	128	50,00	128	50,00
- Unimar Llc	72	50,00	74	50,00
- Supermetanol CA	80	34,51	66	34,51
- Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	43	49,00	43	49,00
- Starstroj Llc	31	50,00	19	50,00
- Trans Austria Gasleitung GmbH	170	89,00		
- Super Octanos CA	66	49,00		
- Transitgas AG	33	46,00		
- Altergaz SA	28	41,62		
- Altre (*)	156		138	
	3.327		2.735	
Imprese collegate:				
- Galp Energia SGPS SA	914	33,34	1.005	33,34
- Angola LNG Ltd	612	13,60	841	13,60
- PetroSucre SA	176	26,00	198	26,00
- Ceska Rafinerska AS	184	32,44	189	32,44
- United Gas Derivatives Co	84	24,55 (**)	94	24,55 (**)
- Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	68	20,00	68	20,00
- ACAM Gas SpA	47	49,00	48	49,00
- Termica Milazzo Srl	23	40,00	40	40,00
- Distribuidora de Gas del Centro SA	29	31,35	32	31,35
- Gaz de Bordeaux SAS	13	17,00	27	34,00
- Altre (*)	134		135	
	2.284		2.677	
	5.828		5.668	

(*) Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.

(**) Percentuale di controllo 33,33.

I valori contabili delle imprese controllate e collegate comprendono differenze tra il prezzo di acquisto e il patrimonio netto contabile di 511 milioni di euro, di cui goodwill 347 milioni di euro, riferite principalmente a Unión Fenosa Gas SA per 195 milioni di euro (goodwill), a EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH per 181 milioni di euro (goodwill 18 milioni di euro) e a Galp Energia SGPS SA per 106 milioni di euro (goodwill).

77058/426

Il valore di mercato al 31 dicembre 2010 relativo alle società quotate in borsa è il seguente:

	Numero di azioni	% di possesso	Prezzo delle azioni (euro)	Valore di mercato (milioni di euro)
Galp Energia SGPS SA	276.472.161	33,34	14,34	3.965

Sulle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 124 milioni di euro (170 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riferito principalmente alle seguenti imprese:

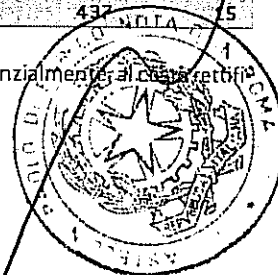
(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	64	59
Southern Gas Constructors Ltd	13	31
Charville - Consultores e Serviços Lda	21	12
Altre	72	22
	170	124

Altre partecipazioni

Le altre partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Acquisizioni e sottoscrizioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2009							
Imprese controllate	30		(1)	15	44	55	11
Imprese collegate	4			4	8	8	
Altre imprese	376	4	(7)	(9)	364	371	7
	410	4	(8)	10	416	434	18
31.12.2010							
Imprese controllate	44		2	(17)	29	29	
Imprese collegate	8		1	1	10	18	8
Altre imprese	364	4	16	(1)	383	390	
	416	4	19	(17)	422	437	15

Le imprese controllate e collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Le altre imprese sono valutate, essenzialmente al costo rettificato per perdite di valore perché non è attendibilmente determinabile il loro fair value.



Il valore netto delle altre partecipazioni di 422 milioni di euro [416 milioni di euro al 31 dicembre 2009] è riferito alle seguenti imprese:

[milioni di euro]	31.12.2009		31.12.2010	
	Valore netto	% di possesso dell'azionista	Valore netto	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate (*)	44		29	
Imprese collegate	8		10	
Altre imprese:				
- Interconnector (UK) Ltd	134	16,06	136	16,07
- Nigeria LNG Ltd	82	10,40	89	10,40
- Darwin LNG Pty Ltd	78	10,99	79	10,99
- Altre (*)	70		79	
	364		383	
	416		422	

(*) Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.

Sulle altre partecipazioni è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 76 milioni di euro [41 milioni di euro al 31 dicembre 2009] riferito principalmente alle seguenti imprese:

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Eni BB Ltd		28
Burren Energy Shipping & Transportation (Samara) Ltd	25	25
Caspian Pipeline Consortium R - Closed Joint Stock Company	15	19
Altre	1	4
	41	76

Altre informazioni sulle partecipazioni

I valori relativi all'ultimo bilancio disponibile delle imprese controllate non consolidate, a controllo congiunto e collegate, in proporzione alla percentuale di possesso, sono i seguenti:

[milioni di euro]	31.12.2009			31.12.2010		
	Imprese controllate non consolidate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate	Imprese controllate non consolidate	Imprese a controllo congiunto	Imprese collegate
Totale attività	2.215	6.981	4.218	2.383	5.711	5.087
Totale passività	2.081	3.721	1.929	2.193	3.022	2.410
Ricavi netti	65	3.936	5.718	113	3.497	5.134
Utile operativo	(48)	564	141	(9)	434	323
Utile dell'esercizio	(9)	474	101	32	252	225

Il totale attività e il totale passività relativi alle imprese controllate non consolidate di 2.383 e 2.193 milioni di euro [2.215 e 2.081 milioni di euro al 31 dicembre 2009] riguardano le imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per 2.172 e 2.054 milioni di euro [1.873 milioni di euro e 1.860 milioni di euro al 31 dicembre 2009]; l'ammontare residuo è riferito alle società non significative. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 1 – Criteri di redazione.

77058/428

18 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.112	1.488
Titoli strumentali all'attività operativa	36	35
	1.148	1.523

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono esposti al netto del fondo svalutazione di 32 milioni di euro (29 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 1.488 milioni di euro (1.112 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (716 milioni di euro), Gas & Power (559 milioni di euro) e Refining & Marketing (96 milioni di euro), nonché crediti per leasing finanziario per 78 milioni di euro (97 milioni di euro al 31 dicembre 2009). I finanziamenti sono concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per 656 milioni di euro. I crediti per leasing finanziario riguardano la cessione della rete di trasporto gas belga da parte della Finpipe GIE. Il credito residuo, rappresentato dalla sommatoria dei canoni futuri attualizzati utilizzando il tasso di interesse effettivo è di seguito indicato per anno di scadenza:

(milioni di euro)	Scadenza		Totale
	Entro un anno	Da uno a cinque anni	
Credito residuo	19	78	97
Quota interessi	6	10	16
Valore nominale dei canoni futuri	25	88	113

Il credito con scadenza entro un anno è indicato nelle attività correnti alla voce crediti finanziari strumentali all'attività operativa - quota a breve di crediti a lungo termine della nota n. 9 – Crediti commerciali e altri crediti.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa in moneta diversa dall'euro ammontano a 1.128 milioni di euro (716 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a 823 milioni di euro (460 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

I titoli di 35 milioni di euro (36 milioni di euro al 31 dicembre 2009) sono classificati come da mantenere fino alla scadenza e sono titoli quotati emessi dallo Stato italiano per 20 milioni di euro e da stati esteri per 15 milioni di euro.

I titoli che scadono oltre i cinque anni ammontano a 21 milioni di euro.

Il valore di mercato dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a 1.534 milioni di euro. La valutazione al fair value dei titoli non produce effetti significativi. Il valore di mercato dei crediti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra lo 0,8% e il 4,1% (1,0% e il 4,5% al 31 dicembre 2009). Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato. I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 – Rapporti con parti correlate.

19 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di 3.421 milioni di euro (3.264 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2009	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio di conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2010
	3.558	1.612	(1.066)	224	536	4.864

L'analisi delle attività per imposte anticipate è indicata alla nota n. 29 – Passività per imposte differite.

29 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009	31.12.2010
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana		
- per crediti d'imposta sul reddito	18	14
- per interessi su crediti d'imposta	55	65
	73	79
- Amministrazioni finanziarie estere	39	106
	112	185
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	710	800
- altri	215	224
	925	1.024
Fair value su contratti derivati non di copertura	339	420
Fair value su contratti derivati di copertura cash flow hedge	129	102
Altre attività	433	1.624
	1.938	3.355

Le attività di disinvestimento di 800 milioni di euro comprendono: (i) il credito residuo di 474 milioni di euro rilevato nel 2008 a seguito dell'accordo transattivo raggiunto con le Autorità venezuelane che prevede un indennizzo in denaro a fronte dell'asset espropriato nell'area Dación da corrispondersi in sette rate annuali con maturazione di interessi. In base all'accordo tra le parti le rate potranno essere rimborsate attraverso cessioni equivalenti di idrocarburi (rimborso in kind). La prima rata di 71 milioni di euro (104 milioni di dollari USA) è stata riscossa nel 2009 tramite equivalenti ritiri di idrocarburi. Sono stati raggiunti accordi per ulteriori rimborsi del credito con cessioni equivalenti di idrocarburi che saranno ritirati nel 2011; (ii) il credito di 313 milioni di euro relativo alla cessione della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazakho KazMunaiGas sulla base degli accordi definitivi 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 di inizio della produzione. Il fair value su contratti derivati non di copertura si analizza come segue:

[milioni di euro]	31.12.2009			31.12.2010		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Interest currency swap	112	458	197	171	714	95
Currency swap	7	333	33	11	83	99
Altri						
	119	791	230	182	797	194
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	46	677	563	83	691	3.615
	46	677	563	83	691	3.615
Contratti su merci						
Over the counter	172	540	659	134	1.578	119
Future	2	37				
Altri				21		54
	174	577	659	155	1.578	173
	339	2.045	1.452	420	3.066	3.982

Il fair value dei contratti 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 su contratti derivati non di copertura di 420 milioni di euro (339 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguarda essenzialmente contratti 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 sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il fair value dei contratti derivati di copertura cash flow hedge di 102 milioni di euro (129 milioni di euro al 31 dicembre 2009) è riferito al settore Gas & Power come descritto alla nota n. 13 - Altre attività correnti. Il fair value passivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2011 è indicato alla nota

77058/430

n. 30 – Altre passività non correnti; il fair value attivo e passivo relativo ai contratti con scadenza entro il 2011 è indicato rispettivamente alle note n. 13 – Altre attività correnti e n. 25 – Altre passività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value dei contratti derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 – Patrimonio netto e n. 36 – Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a 775 e 145 milioni di euro.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 34 – Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Le altre attività di 1.624 milioni di euro (433 milioni di euro al 31 dicembre 2009) comprendono gli anticipi dovuti ai fornitori per quantità di gas non ritirate, di cui è previsto il ritiro oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi (1.436 milioni di euro). L'anticipazione di parte del prezzo contrattuale è prevista dalle c.d. clausole di take-or-pay che prevedono per determinate quantità l'anticipo totale o parziale del prezzo anche in assenza del ritiro che potrà intervenire fino al termine del contratto di fornitura o un termine minore fissato dal contratto (vedi la definizione della clausola di take-or-pay nel glossario). Il valore contabile dell'anticipo che sostanzialmente è assimilabile a un credito in natura è oggetto di svalutazione per allinearli al valore netto di realizzo del gas quando quest'ultimo è inferiore. In caso contrario e nei limiti del costo sostenuto è prevista la ripresa di valore. Il recupero dei volumi pre-pagati è previsto negli anni futuri in funzione della progressiva crescita delle vendite e del recupero di quote di mercato che faranno leva sul rafforzamento della leadership Eni in Europa e sulle azioni di marketing volte a riconquistare clienti nei settori industriale e termoelettrico in Italia e a consolidare la base clienti del retail. Tali azioni unitamente alle prospettive di stabile crescita della domanda di gas al 2020 consentiranno il progressivo recupero dei volumi pre-pagati negli anni di maggiore difficoltà del mercato gas. I piani commerciali di Eni incorporano l'assunzione del management di rinegoziare condizioni economiche più favorevoli per i principali contratti di approvvigionamento del gas, in modo da rendere più competitiva la posizione di costo dell'impresa nell'attuale fase depressa di mercato. L'apertura di tali trattative con i fornitori è contrattualmente prevista (revisione prezzi, flessibilità contrattuali) al verificarsi di mutamenti rilevanti di mercato, quali sono quelli in corso dal secondo semestre 2008, con la finalità di assicurare l'equilibrio economico delle parti. Nel corso del 2010 Eni ha finalizzato alcune importanti rinegoziazioni ottenendo un miglioramento delle condizioni economiche di fornitura e una maggiore flessibilità operativa a beneficio dei propri programmi commerciali; sono state avviate o sono in fase di avvio analoghe o ulteriori rinegoziazioni con tutti i principali fornitori di gas con contratti di lungo termine. Qualora la conclusione di tali rinegoziazioni non fosse in linea con le aspettative del management ed in assenza di una decisa ripresa del mercato del gas si produrrebbero ulteriori impatti negativi sui risultati e i cash flow futuri del business gas.



Passività correnti

21 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Banche	683	1.950
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	2.718	4.244
Altri finanziatori	144	321
	3.545	6.515

L'incremento di 2.970 milioni di euro delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente al saldo netto tra le nuove assunzioni e i rimborsi (2.646 milioni di euro) e dalle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (326 milioni di euro). I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di 4.244 milioni di euro (2.718 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie Eni Coordination Center SA per 2.655 milioni di euro e Eni Finance USA Inc per 1.589 milioni di euro.

L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Euro	1.143	2.919
Dollaro USA	2.321	3.403
Altre valute	81	193
	3.545	6.515

Il tasso di interesse medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è dello 0,8% e dello 0,7%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2009 e 2010.

Al 31 dicembre 2010 Eni dispone di linee di credito committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per 2.498 e 7.860 milioni di euro (rispettivamente 2.241 e 9.533 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

22 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Debiti commerciali	10.078	13.111
Acconti e anticipi	3.230	3.139
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	1.541	1.856
- altri debiti	4.325	4.469
	5.866	6.325
	19.174	22.575

L'incremento dei debiti commerciali di 3.033 milioni di euro è riferito principalmente ai settori Refining & Marketing (1.398 milioni di euro), Gas & Power (1.072 milioni di euro) e Exploration & Production (372 milioni di euro).

Gli acconti e anticipi di 3.139 milioni di euro (3.230 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano anticipi per lavori in corso su ordinazione per 1.539 milioni di euro, acconti per lavori in corso su ordinazione per 1.042 milioni di euro (rispettivamente 1.469 e 1.121 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e altri acconti e anticipi per 558 milioni di euro (640 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Gli acconti e gli anticipi per lavori in corso su ordinazione riguardano il settore Ingegneria & Costruzioni. Gli altri acconti e anticipi comprendono gli anticipi maturati nei confronti di clienti somministrati per quantità di gas non ritirate (251 milioni di euro) per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine.

Gli altri debiti si analizzano come segue:

77058/432

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Debiti verso:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	2.305	2.382
- fornitori per attività di investimento	809	1.221
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	661	628
- personale	451	571
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	292	261
	4.518	5.066
Altri debiti	1.348	1.259
	5.866	6.325

Gli altri debiti di 1.259 milioni di euro (1.348 milioni di euro al 31 dicembre 2009) comprendono il debito verso i fornitori di gas di 214 milioni di euro (282 milioni di euro al 31 dicembre 2009) relativi all'importo dei volumi di gas per i quali è maturato in capo a Eni nell'anno termico o solare 2010 l'obbligo di take-or-pay in adempimento ai relativi contratti di acquisto. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 20 – Altre attività non correnti. I debiti verso parti correlate sono indicate alla nota n. 42 – Rapporti con parti correlate.

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.

Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Imprese italiane	363	300
Imprese estere	928	1.215
	1.291	1.515

Le imposte sul reddito delle imprese italiane comprendono l'effetto fiscale positivo, rilevato in contropartita alle riserve di patrimonio netto, correlato alla valutazione al fair value dei contratti derivati di copertura cash flow hedge (87 milioni di euro). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 25 – Altre passività correnti.

Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Accise e imposte di consumo	832	830
Altre imposte e tasse	599	720
	1.431	1.550

Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Fair value su contratti derivati non di copertura	691	656
Fair value su contratti derivati di copertura cash flow hedge	680	475
Altre passività	485	489
	1.856	1.620

Il fair value su contratti derivati non di copertura si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009			31.12.2010		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Currency swap	113	3.044	2.487	162	4.776	1.582
Interest currency swap	8	113		18	116	
Altri	135	107	684	1	141	29
	256	3.264	3.171	181	5.033	1.611
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	15		816	11	25	1.504
	15		816	11	25	1.504
Contratti su merci						
Over the counter	415	1.244	549	354	430	2.277
Future	2		54	10		161
Altri	3	2		100		442
	420	1.246	603	464	430	2.880
	691	4.510	4.590	656	5.488	5.995

Il fair value dei contratti 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 su contratti derivati non di copertura di 656 milioni di euro (691 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguarda essenzialmente contratti 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 sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il fair value dei contratti derivati di copertura cash flow hedge di 475 milioni di euro (680 milioni di euro al 31 dicembre 2009) è riferito al settore Gas & Power per 244 milioni di euro e al settore Exploration & Production per 231 milioni di euro (rispettivamente, 311 e 369 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Il fair value relativo al settore Gas & Power si riferisce a operazioni di copertura del bilanciamento del portafoglio gas in caso di eccesso o carenza e a operazioni di copertura del rischio cambio e commodity descritte alla nota n. 13 – Altre attività correnti. Il fair value relativo al settore Exploration & Production si riferisce al fair value passivo dei contratti di vendita futura di riserve certe di petrolio con scadenza 2011, posti in essere in esercizi precedenti per stabilizzare i flussi di cassa attesi nel periodo 2008-2011 dalla vendita di 125,7 milioni di barili (pari a circa il 2% del totale delle riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2006) che residuano in 9 milioni di barili a fine 2010 per effetto del regolamento delle vendite. Il fair value attivo relativo ai contratti con scadenza 2011 è indicato alla nota n. 13 – Altre attività correnti; il fair value passivo e attivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2011 è indicato rispettivamente alle note n. 30 – Altre passività non correnti e n. 20 – Altre attività non correnti. Gli effetti della valutazione al fair value dei contratti derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 – Patrimonio netto e n. 36 – Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a 1.805 e 849 milioni di euro (rispettivamente 1.882 e 272 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 34 – Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Passività non correnti

77058/434

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 di euro]

Tipo	Valore al 31 dicembre			Scadenza						
	Scadenza	2009	2010	Scad. 2011	2012	2013	2014	2015	Oltre	Totale
Banche	2011-2029	9.056	7.224	499	3.460	824	623	550	1.268	6.725
Obbligazioni ordinarie	2011-2040	11.687	13.572	410	46	1.603	1.333	2.212	7.968	13.162
Altri finanziatori	2011-2021	512	472	54	77	58	53	53	177	418
		21.255	21.268	963	3.583	2.485	2.009	2.815	9.413	20.305

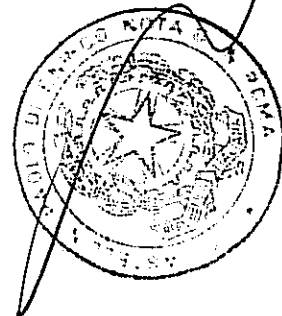
Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di 21.268 milioni di euro (21.255 milioni di euro al 31 dicembre 2009) aumentano di 13 milioni di euro. La variazione comprende rimborsi netti per 374 milioni di euro e, in aumento, differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro e da allineamento al cambio di fine esercizio dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per 172 milioni di euro.

I debiti verso banche di 7.224 milioni di euro riguardano l'utilizzo di linee di credito committed per 1.812 milioni di euro.

Gli altri finanziatori di 472 milioni di euro (512 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano per 17 milioni di euro operazioni di leasing finanziario (24 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

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 mancata assegnazione del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Al 31 dicembre 2009 e al 31 dicembre 2010 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a 1.508 milioni di euro e a 1.685 milioni di euro. Eni ritiene che l'eventuale mancato rispetto di tali covenants abbia un impatto poco significativo. Eni ha rispettato le condizioni concordate. La Saipem ha rimborsato i debiti finanziari soggetti al mantenimento di indici finanziari (75 milioni di euro).

Le obbligazioni di 13.572 milioni di euro riguardano titoli relativi al programma di Euro Medium Term Notes per complessivi 10.678 milioni di euro e altri prestiti obbligazionari per complessivi 2.894 milioni di euro.



L'analisi dei prestiti obbligazionari per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

(milioni di euro)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza		Tasso %	
					da	a	da	a
Società emittente								
Euro Medium Term Notes								
Eni SpA	1.500	60	1.560	EUR		2016		5,000
Eni SpA	1.500	45	1.545	EUR		2013		4,625
Eni SpA	1.500	8	1.508	EUR		2019		4,125
Eni SpA	1.250	67	1.317	EUR		2014		5,875
Eni SpA	1.250	(3)	1.247	EUR		2017		4,750
Eni SpA	1.000	17	1.017	EUR		2020		4,000
Eni SpA	1.000	(3)	997	EUR		2018		3,500
Eni Coordination Center SA	523	9	532	GBP	2011	2019	5,000	6,125
Eni Coordination Center SA	423	3	426	YEN	2012	2037	1,150	2,810
Eni Coordination Center SA	250	8	258	EUR	2017	2028	3,750	5,600
Eni Coordination Center SA	191	5	196	USD	2013	2015	4,450	4,800
Eni Coordination Center SA	41		41	EUR	2011	2015		variabile
Eni Coordination Center SA	34		34	USD		2013		variabile
	10.462	216	10.678					
Altri prestiti obbligazionari								
Eni SpA	1.000	8	1.008	EUR		2015		4,000
Eni SpA	1.000	(11)	989	EUR		2015		variabile
Eni SpA	337		337	USD		2020		4,150
Eni SpA	262	1	263	USD		2040		5,700
Eni USA Inc	299	(3)	296	USD		2027		7,300
Eni UK Holding Plc	1		1	GBP		2013		variabile
	2.899	(5)	2.894					
	13.361	211	13.572					

Le obbligazioni che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a 192 milioni di euro e riguardano Eni Coordination Center SA. Nel corso del 2010 sono state emesse da parte di Eni SpA nuove obbligazioni per 2.614 milioni di euro.

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.

	31.12.2009 (milioni di euro)	Tasso medio %	31.12.2010 (milioni di euro)	Tasso medio %
Euro	19.345	3,9	18.895	3,5
Dollaro USA	779	3,9	1.415	5,7
Lira sterlina	742	5,2	527	5,5
Yen giapponese	348	2,0	426	2,0
Altre valute	41	3,0	5	6,8
	21.255		21.268	

Al 31 dicembre 2010 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per 4.901 milioni di euro (2.850 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

77058/436

Il valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a 22.607 milioni di euro (22.320 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Obbligazioni ordinarie	12.618	14.790
Banche	9.152	7.306
Altri finanziatori	550	511
	22.320	22.607

Il valore di mercato è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra lo 0,8% e il 4,1% (1,0% e il 4,5% al 31 dicembre 2009).

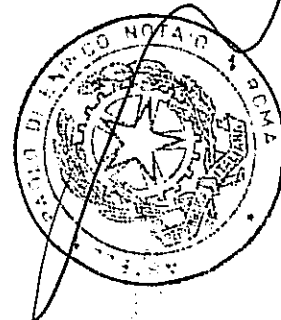
Al 31 dicembre 2010 non vi sono passività finanziarie garantite da depositi vincolati.

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2009			31.12.2010		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	1.608		1.608	1.549		1.549
B. Titoli disponibili per la vendita	64		64	109		109
C. Liquidità (A+B)	1.672		1.672	1.658		1.658
D. Crediti finanziari	73		73	6		6
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	683		683	1.950		1.950
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	2.028	2.028	9.056	499	6.725	2.224
G. Prestiti obbligazionari	1.111	10.576	11.687	410	13.162	13.572
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	147		147	127		127
I. Altre passività finanziarie a breve termine	2.715		2.715	4.438		4.438
L. Altre passività finanziarie a lungo termine	52	460	512	54	418	472
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	6.736	18.064	24.800	7.478	20.305	27.783
N. Indebitamento finanziario netto (M-C-D)	4.991	18.064	23.055	5.814	20.305	26.119

I titoli disponibili per la vendita di 109 milioni di euro (64 milioni di euro al 31 dicembre 2009) 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 308 milioni di euro (320 milioni di euro al 31 dicembre 2009) relativi per 267 milioni di euro (284 milioni di euro al 31 dicembre 2009) ai titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd.

I crediti finanziari di 6 milioni di euro (73 milioni di euro al 31 dicembre 2009) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per 656 milioni di euro (452 milioni di euro al 31 dicembre 2009), di cui 470 milioni di euro (245 milioni di euro al 31 dicembre 2009) 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 159 milioni di euro (179 milioni di euro al 31 dicembre 2009) relativi a depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd.



27 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2009	Accantonamenti	Rilevazione iniziale e variazione stima	Effetto attualizzazione	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Altre variazioni	Valore al 31.12.2010
Fondo abbandono e ripristino siti e social project	4.828		558	238	(175)	(26)	318	5.741
Fondo rischi ambientali	1.936	1.376		10	(203)	(24)	9	3.104
Fondo rischi per contenziosi	1.168	125			(297)	(310)	6	692
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	514	32			(149)		1	398
Fondo per imposte	296	100			(45)	(1)	7	357
Fondo approvvigionamento merci	353	135		2	(106)	(96)		288
Fondo esodi agevolati	23	184			(4)	(1)		202
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	211	72				(14)	(69)	200
Fondo contratti onerosi	90	70			(58)		6	108
Fondo mutua assicurazione DIL	79	14			(7)	(9)	2	79
Altri fondi (*)	821	207		1	(240)	(108)	(58)	623
	10.319	2.315	558	251	(1.284)	(589)	222	11.792

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

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project di 5.741 milioni di euro 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 siti (5.373 milioni di euro). La rilevazione iniziale e variazione di stima di 558 milioni di euro sono dovute principalmente alla revisione dei costi di abbandono delle società Nigerian Agip Oil Co Ltd (125 milioni di euro) e Eni Petroleum Co Inc (117 milioni di euro) nonché, la rilevazione di social project da parte della società Eni North Africa BV (287 milioni di euro). L'effetto attualizzazione rilevato a conto economico di 238 milioni di euro è stato determinato con tassi di attualizzazione compresi tra il 2,1% e l'8,9% (1,9% e 8,8% al 31 dicembre 2009). Le altre variazioni di 318 milioni di euro comprendono differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per 190 milioni di euro e la riclassifica da attività destinate alla vendita di 137 milioni di euro relativa alla Società Adriatica Idrocarburi SpA a seguito della rinuncia all'opzione di acquisto del 100% del capitale da parte dell'acquirente. Gli esborsi più importanti connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale di circa venticinque anni a partire dal 2018.

Il fondo rischi ambientali di 3.104 milioni di euro 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. Gli incrementi del fondo nell'esercizio 2010 sono relativi per 1.109 milioni di euro alla proposta di transazione ambientale presentata da Eni, anche per conto di alcune società controllate (tra cui in particolare Syndial), al Ministero dell'Ambiente riguardo nove siti di interesse nazionale (Priolo, Napoli Orientale, Brindisi, Pieve Vergonte, Cengio, Crotone, Mantova, Porto Torres e Gela), nei quali le società hanno avviato, in qualità di proprietari incolpevoli di alcune aree industriali, interventi di bonifica e riparazione ambientale. La proposta è volta a favorire gli interventi ambientali e la chiusura del contenzioso attualmente pendente in materia di bonifica e di danno ambientale. Maggiori informazioni sulla proposta di transazione ambientale sono riportate nel capitolo "Altre Informazioni" della "Relazione sulla gestione". Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita principalmente alla Syndial SpA (2.465 milioni di euro) e al settore Refining & Marketing (455 milioni di euro). Il fondo rischi per contenziosi di 692 milioni di euro accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali, contenziosi legali e sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività e riguarda principalmente il settore Gas & Power (238 milioni di euro) e la Syndial SpA (225 milioni di euro). L'utilizzo a fronte oneri di 297 milioni di euro è relativo per 250 milioni di euro al pagamento correlato alla definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia alla nota n. 34 - Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi. L'utilizzo per esuberanza di 310 milioni di euro è riferito per 270 milioni di euro alla definizione in senso favorevole a Eni di una procedura antitrust per presunto ingiustificato rifiuto di accesso di terzi al gasdotto di importazione dall'Algeria nel 2003 con il riconoscimento a carico Eni di un onere significativamente inferiore rispetto alla sanzione deliberata allora dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione di 398 milioni di euro accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance Ltd. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio 98 milioni di euro di crediti verso compagnie di assicurazione per riassicurazioni.

Il fondo per imposte di 357 milioni di euro riguarda principalmente gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi fiscali connessi a incertezze applicative delle norme applicabili a società estere del settore Exploration & Production (240 milioni di euro) e al settore Ingegneria & Costruzioni (55 milioni di euro).

Il fondo approvvigionamento merci di 288 milioni di euro accoglie gli oneri stimati a fronte di contratti di approvvigionamento merci di Eni SpA.

Il fondo esodi agevolati di 202 milioni di euro è riferito principalmente allo stanziamento della quota di costi a carico Eni nell'ambito della procedura di collocamento in mobilità nel biennio 2010-2011 ai sensi della Legge 223/1991.

77058 1438

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate di 200 milioni di euro accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate.

Il fondo per contratti onerosi di 108 milioni di euro riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso.

Il fondo mutua assicurazione OIL di 79 milioni di euro 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.

29 Fondi per benefici ai dipendenti

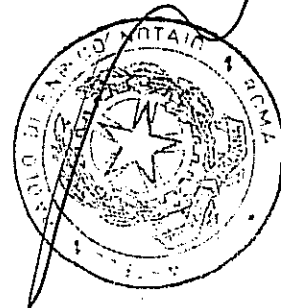
I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	445	423
Piani pensione esteri	204	295
Fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni e altri piani medici esteri	107	108
Altri fondi per benefici ai dipendenti	188	206
	944	1.032

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 fondi per piani pensione riguardano schemi pensionistici a prestazioni definite adottati da imprese di diritto non italiano presenti principalmente in Nigeria e in Germania. 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 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) sostituisce le precedenti assegnazioni di stock option e prevede, dopo tre anni dall'assegnazione, l'erogazione di un beneficio monetario variabile legato ad un parametro di performance. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e, per quanto riguarda l'Italia, sono erogati in natura.



I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	Piani pensione esteri					Totale
	TFR	Piani pensione esteri	Attività al servizio dei piani	FISDE e altri piani medici esteri	Altri	
2009						
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	443	802	(453)	94	168	1.054
Costo corrente		27		2	45	74
Oneri finanziari	26	22		6	6	60
Modifiche al piano		81		10		91
Rendimento delle attività al servizio del piano			(16)			(16)
Contributi versati		1	(42)			(41)
Utili/perdite attuariali	18	301	(16)	9	4	316
Benefici pagati	(41)	(45)	22	(7)	(39)	(110)
Riduzioni ed estinzioni del piano		(15)	14			(1)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	1	(28)	(9)	1	4	(31)
Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio	447	1.146	(500)	115	188	1.396
2010						
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	447	1.146	(500)	115	188	1.396
Costo corrente		42		2	50	94
Oneri finanziari	22	36		6	6	70
Modifiche del piano		9				9
Rendimento delle attività al servizio del piano			(20)			(20)
Contributi versati		1	(30)			(29)
Utili/perdite attuariali	8	(22)	(4)	4	6	(8)
Benefici pagati	(42)	(28)	9	(2)	(45)	(113)
Riduzioni ed estinzioni del piano		(113)	115			2
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	(2)	38	(38)		1	(1)
Valore attuale delle passività e delle attività alla fine dell'esercizio	433	1.109	(468)	120	206	1.400

Gli altri benefici di 206 milioni di euro [188 milioni di euro al 31 dicembre 2009] riguardano principalmente gli incentivi monetari differiti per 126 milioni di euro [119 milioni di euro al 31 dicembre 2009], i premi di anzianità per 59 milioni di euro [52 milioni di euro al 31 dicembre 2009] e il piano di incentivazione di lungo termine per 2 milioni di euro.

Le riduzioni e estinzioni del piano riguardano la cessione a terzi delle obbligazioni relative al fondo pensione di Eni Lasmo Plc e delle relative attività al servizio del piano di 115 milioni di euro con un effetto netto pari a zero.

La riconciliazione delle attività o passività rilevate nei fondi per benefici ai dipendenti si analizza come segue:

(milioni di euro)	TFR		Piani pensione esteri		FISDE e altri piani medici esteri		Altri	
	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2009	31.12.2010	31.12.2009	31.12.2010
Valore attuale delle passività con attività al servizio del piano			935	874				
Valore attuale delle attività al servizio del piano			(500)	(468)				
Valore attuale netto delle passività con attività al servizio del piano			435	406				
Valore attuale delle passività senza attività al servizio del piano	447	433	211	235	115	120	188	206
Utili (perdite) attuariali non rilevati	(2)	(10)	(442)	(273)	(6)	(9)		
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate non rilevate				(73)	(2)	(3)		
Passività netta rilevata nei fondi per benefici ai dipendenti	445	423	204	295	107	108	188	206

La passività netta relativa ai piani pensione esteri di 295 milioni di euro [204 milioni di euro al 31 dicembre 2009] comprende la passività di competenza dei partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di 62 e 121 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2009 e al 31 dicembre 2010; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare.

77058/440

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(milioni di euro)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri	Totale
2009					
Costo corrente		27	2	45	74
Oneri finanziari	26	22	6	6	60
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		(16)			(16)
Ammortamento degli utili e perdite attuariali		10	7	4	21
Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano		1		(3)	(2)
	26	44	15	52	137
2010					
Costo corrente		42	2	50	94
Oneri finanziari	22	36	6	6	70
Rendimento atteso delle attività al servizio del piano		(20)			(20)
Ammortamento degli utili e perdite attuariali		8		7	15
Effetto economico della riduzione ed estinzione del piano		5			5
	22	71	8	63	164

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 pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri
2009				
Tasso di sconto	5,0	2,7-11,0	5,0	2,0-5,0
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano		4,0-13,0		
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3,0	2,7-14,0		
Tasso d'inflazione	2,0	0,9-10,0	2,0	2,0
2010				
Tasso di sconto	4,8	2,7-14,0	4,8	1,8-4,8
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano		3,5-14,0		
Tasso tendenziale di crescita dei salari	3,0	2,0-14,0		
Tasso d'inflazione	2,0	0,8-13,0	2,0	2,0

Con riferimento agli istituti italiani sono state adottate le tavole demografiche redatte dalla Ragioneria Generale dello Stato (RG48). Il rendimento atteso delle attività al servizio del piano è stato determinato facendo riferimento alle quotazioni espresse in mercati regolamentati. Le tipologie di attività al servizio del piano, espresse in percentuale sul totale, si analizzano come segue:

(%)		
Titoli		
Obbligazioni	13,0	5,4 - 7,4
Attività immobiliari	36,4	1,8 - 14,0
Altro	2,0	6,4
Totale	48,6	0,5 - 14,0
	100,0	

Il rendimento effettivo delle attività al servizio del piano è stato pari a 24 milioni di euro [zero milioni di euro al 31 dicembre 2009].

Con riferimento ai piani medici, gli effetti derivanti da una modifica dell'1% delle ipotesi attuariali dei costi relativi all'assistenza medica sono di seguito indicati:

(milioni di euro)	Incremento dell'1%	Decremento dell'1%
Effetto sui costi correnti e costi per interessi	1	(1)
Effetto sull'obbligazione netta	14	(12)

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani a benefici definiti nell'esercizio successivo ammonta a 125 milioni di euro.

L'analisi delle variazioni della passività attuariale netta rispetto all'esercizio precedente derivanti dalla non corrispondenza delle ipotesi attuariali adottate nell'esercizio precedente con i valori effettivi riscontrati alla chiusura dell'esercizio è di seguito indicata:

(milioni di euro)	TFR	Piani pensione esteri	FISDE e altri piani medici esteri	Altri
2009				
Effetto sull'obbligazione netta	(7)	4	3	2
Effetto sulle attività al servizio del piano		(16)		
2010				
Effetto sull'obbligazione netta	(1)	(31)	1	4
Effetto sulle attività al servizio del piano		3		

24 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di 3.421 milioni di euro (3.764 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2009	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2010
	4.907	691	(717)	451	592	5.924

Le passività per imposte differite e le attività per imposte anticipate si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Passività per imposte differite	8.671	9.345
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.764)	(3.421)
	4.907	5.924
Attività per imposte anticipate non compensabili	(3.558)	(4.864)
	1.349	1.060

77058/442

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2009	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2010
Imposte sul reddito differite:						
- ammortamenti eccedenti	5.172	520	(264)	310	(40)	5.698
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti a seguito di business combination	1.174	9	(59)	87	(2)	1.209
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	549	4	(91)	29	(51)	440
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	159	1	(11)		(3)	146
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	61	16	(1)		98	174
- altre	1.556	141	(291)	25	247	1.628
	8.671	691	(717)	451	249	9.345
Imposte sul reddito anticipate:						
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(1.485)	(86)	32	(59)	43	(1.555)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.390)	(630)	316	(1)	(12)	(1.717)
- ammortamenti non deducibili	(1.186)	(355)	70	(78)	49	(1.500)
- utili infragruppo	(1.062)	(21)	86	(12)	101	(908)
- rivalutazione dei beni a norma delle Leggi nn. 342/2000 e 448/2001	(677)		38		2	(637)
- perdite fiscali portate a nuovo	(174)	(169)	148	(24)	(19)	(238)
- altre	(1.348)	(351)	376	(50)	(357)	(1.730)
	(7.322)	(1.612)	1.066	(224)	(193)	(8.285)
Passività nette per imposte differite	1.349	(921)	349	227	56	1.060

Le imposte sul reddito anticipate sono esposte al netto della svalutazione di quelle originate da differenze temporanee attive che si ritiene di non poter recuperare.

Le passività nette per imposte differite di 1.060 milioni di euro comprendono la rilevazione in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato alla valutazione al fair value dei contratti derivati di copertura cash flow hedge (14 milioni di euro). Maggiori informazioni sui contratti derivati di copertura cash flow hedge sono riportate alla nota n. 25 – Altre passività correnti.

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite possono essere portate a nuovo nei cinque esercizi successivi ad eccezione delle perdite sofferte nei primi tre esercizi di vita dell'impresa che 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: (i) ad un'aliquota del 34% per le imprese italiane non rientranti nel consolidato fiscale; (ii) ad un'aliquota del 6,5%, pari all'addizionale Ires prevista per le imprese del settore energia, per le imprese rientranti nel consolidato fiscale; (iii) ad un'aliquota media del 30,9% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a 1.298 milioni di euro e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

(milioni di euro)	Imprese Italiane	Imprese estere
2011		30
2012		
2013		58
2014		
2015		
oltre 2015		78
Illimitatamente		980
	152	1.146

Le perdite fiscali di cui è probabile l'utilizzo ammontano a 837 milioni di euro e sono riferite a imprese italiane per 152 milioni di euro e ad imprese estere per 685 milioni di euro; le relative imposte anticipate ammontano rispettivamente a 26 e 212 milioni di euro.

90 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

{milioni di euro}	31.12.2009	31.12.2010
Fair value su contratti derivati non di copertura	372	344
Fair value su contratti derivati di copertura cash flow hedge	436	157
Passività per imposte sul reddito correnti	52	40
Altri debiti	54	67
Altre passività	1.566	1.586
	2.480	2.194

Il fair value dei contratti 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 su contratti derivati non di copertura si analizza come segue:

{milioni di euro}	31.12.2009			31.12.2010		
	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Currency swap	10	296	94	1	48	17
Interest currency swap	23	394		16	228	117
	33	690	94	17	276	134
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	137	41	4.030	147	16	2.999
	137	41	4.030	147	16	2.999
Contratti su merci						
Over the counter	199	850	219	155	521	541
Future	1	12				
Altri	2		9	25		72
	202	862	228	180	521	613
	372	1.593	4.352	344	813	3.246

Il fair value su contratti derivati non di copertura di 344 milioni di euro (372 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguarda essenzialmente contratti 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 sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il fair value dei contratti derivati di copertura cash flow hedge di 157 milioni di euro (436 milioni di euro al 31 dicembre 2009) è riferito al settore Gas & Power (275 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e si riferisce a operazioni di copertura del bilanciamento del portafoglio gas in caso di eccesso o carenza.

Il fair value attivo relativo ai contratti con scadenza successiva al 2011 è indicato alla nota n. 20 – Altre attività non correnti; il fair value passivo e attivo relativo ai contratti con scadenza entro il 2011 è indicato rispettivamente alle note n. 25 – Altre passività correnti e n. 13 – Altre attività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value dei contratti derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 32 – Patrimonio netto e n. 36 – Costi operativi.

Gli impegni di acquisto e di vendita per i contratti derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a 383 e 612 milioni di euro (rispettivamente 1.544 e 129 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 34 – Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Le passività per imposte sul reddito correnti di 40 milioni di euro (52 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano le rate dell'imposta sostitutiva ancora dovute a seguito dell'esercizio dell'opzione prevista dalla Legge Finanziaria 2008 relativa al riallineamento dei valori fiscalmente deducibili dei cespiti ammortizzabili.

Le altre passività di 1.586 milioni di euro (1.566 milioni di euro al 31 dicembre 2009) comprendono gli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per 1.353 milioni di euro (1.455 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

77058 / 443

Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Nel 2010, le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di 517 milioni di euro e 38 milioni di euro, sono riferiti al settore Gas & Power e riguardano: (i) la società Gas Brasiliano Distribuidora SA attiva nella distribuzione e vendita del gas naturale in un'area dello Stato di San Paolo in Brasile della quale è stato firmato, con un'affiliata di Petrobras, il contratto preliminare di compravendita che è in attesa di ratifica da parte delle competenti Autorità brasiliane; (ii) le partecipazioni Eni nei gasdotti di importazione dal Nord Europa e dalla Russia – Trans Europa Naturgas Pipeline Gesellschaft mbH & Co KG, Trans Europa Naturgas Pipeline Verwaltungs GmbH, Transgas AG e Trans Austria Gasleitung GmbH – nonché le attività e passività, connesse essenzialmente alla commercializzazione della capacità di trasporto, delle società consolidate, Eni Gas Transport Deutschland SpA e Eni Gas Transport International SA nell'ambito degli impegni concordati il 29 settembre 2010 con la Commissione Europea per chiudere senza accertamento dell'illecito e, quindi, senza sanzioni, un procedimento antitrust avente ad oggetto asseriti comportamenti anticoncorrenziali nel mercato europeo del gas a carico Eni. Le procedure di vendita sono previste concludersi nella prima metà del 2011.

Nel 2009, le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di 542 milioni di euro e 276 milioni di euro, riguardano le attività minerarie Italia conferite alle società neo-costituite Società Padana Energia SpA e Società Adriatica Idrocarburi SpA, la società Gas Brasiliano Distribuidora SA attiva nella distribuzione e vendita del gas naturale in un'area dello Stato di San Paolo in Brasile e la Distri RE SA rilevata con l'acquisizione della Distrigas NV.

La Società Padana Energia SpA e la Distri RE SA sono state vendute nel corso del 2010; la Società Adriatica Idrocarburi SpA non è più destinata alla vendita a seguito della rinuncia all'operazione di acquisto del 100% del capitale da parte dell'acquirente.

Patrimonio netto

Interessenze di terzi

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

(milioni di euro)	Utile netto		Patrimonio netto	
	2009	2010	31.12.2009	31.12.2010
Saipem SpA	567	503	2.005	2.406
Snam Rete Gas SpA	369	537	1.568	1.705
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	1		123	146
Tigaz Zrt	8	13	72	83
Altre	5	12	210	182
	950	1.065	3.978	4.522

Patrimonio netto di Eni

Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	459	459
Riserva per acquisto di azioni proprie	(6.757)	(6.756)
Riserva fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(1.339)	(1.324)
Riserva fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(1.185)	(1.371)
Altre riserve	1.438	1.518
Riserva per differenze cambio da conversione	(1.865)	(1.539)
Azioni proprie	(6.257)	(6.756)
Utili relativi a esercizi precedenti	39.160	39.855
Acconto sul dividendo	(1.811)	(1.811)
Utile dell'esercizio	4.367	6.318
	46.073	51.206

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2010, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, è rappresentato da n. 4.005.358.876 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro (stesso numero al 31 dicembre 2009).

Il 29 aprile 2010 l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di 0,50 euro per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2009 di 0,50 euro per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento a partire dal 27 maggio 2010, con stacco cedola fissato al 24 maggio 2010. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2009 ammonta perciò a 1 euro.

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.

Riserve 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 6.756 milioni di euro (6.757 al 31 dicembre 2009) comprende le azioni proprie acquistate.

Riserva fair value titoli disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale e riserva fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale

La riserva per valutazione al fair value dei titoli disponibili per la vendita e dei derivati di copertura cash flow hedge, al netto del relativo effetto fiscale, si analizza come segue:

(milioni di euro)	Titoli disponibili per la vendita			Derivati di copertura cash flow hedge			Totale		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2008	5	(1)	4	(236)	75	(161)	(231)	74	(157)
Di cui: quota Gruppo	5	(1)	4	(128)	38	(90)	(123)	37	(86)
Variazione dell'esercizio 2009	1		1	(636)	246	(390)	(635)	246	(389)
Differenze di cambio da conversione				3	(2)	1	3	(2)	1
Utilizzo a conto economico				155	(44)	111	155	(44)	111
Riserva al 31 dicembre 2009	6	(1)	5	(714)	275	(439)	(708)	274	(434)
Variazione dell'esercizio 2010	(9)	1	(8)	47	(33)	14	38	(32)	6
Differenze di cambio da conversione				(4)	2	(2)	(4)	2	(2)
Utilizzo a conto economico				396	(143)	253	396	(143)	253
Riserva al 31 dicembre 2010	(3)		(3)	(275)	101	(174)	(278)	101	(177)

Altre riserve

Le altre riserve di 1.518 milioni di euro (1.492 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizzano come segue:

- per 1.142 milioni di euro 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 Italgas SpA e Stogit SpA a Snam Rete Gas SpA (1.086 milioni di euro al 31 dicembre 2009);
- per 247 milioni di euro 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 2009);
- per 157 milioni di euro riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2009);
- negative per 25 milioni di euro i warrant su azioni Altergaz SA posseduti dall'azionista Eni G&P France BV;
- negative per 3 milioni di euro la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (positive per 2 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

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 6.756 milioni di euro (6.757 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e sono rappresentate da n. 382.863.733 (n. 382.952.240 al 31 dicembre 2009) azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Eni SpA. Nel corso dell'esercizio 2009 è scaduto il termine che l'Assemblea degli azionisti aveva concesso per l'acquisto di azioni proprie. Le azioni proprie per 328 milioni di euro (414 milioni di euro al 31 dicembre 2009), rappresentate da n. 15.737.120 azioni ordinarie (n. 19.482.330 azioni ordinarie al 31 dicembre 2009), sono al servizio dei piani di stock option 2003-2005¹⁹ e 2006-2008. Il decremento di n. 3.745.210 azioni si analizza come segue:

	Stock option
Numero azioni al 31 dicembre 2009	19.482.330
- diritti esercitati	(88.500)
- diritti decaduti	(3.656.710)
	(3.745.210)
Numero azioni al 31 dicembre 2010	15.737.120

[19] Il periodo di esercizio previsto per l'assegnazione 2002 è giunto a scadenza nel corso del 2010.

77058/446

Al 31 dicembre 2010 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 15.737.120 azioni ordinarie a fronte dei piani di stock option. Il prezzo di esercizio delle stock option è di 13,743 euro per le assegnazioni 2003 (n. 213.400), di 16,576 euro per le assegnazioni 2004 (n. 671.600), di 22,514 euro per le assegnazioni 2005 (n. 3.281.500) e, secondo la media ponderata per le quantità assegnate, di 23,121 e di 27,451 rispettivamente per le assegnazioni 2006 (n. 2.307.935) e per quelle 2007 (n. 2.431.560) e il prezzo di esercizio di 22,540 euro per le assegnazioni 2008 (n. 6.831.125). Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di stock option sono fornite alla nota n. 36 – Costi operativi.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo di 1.811 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2010 di 0,50 euro per azione deliberato il 9 settembre 2010 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 23 settembre 2010.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2010 comprende riserve distribuibili per circa 46.200 milioni di euro.

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

(milioni di euro)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2009	2010	31.12.2009	31.12.2010
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	5.061	6.179	32.144	34.724
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	158	1.297	17.464	20.122
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(213)	(574)	5.068	4.732
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	(113)	389	(1.062)	(667)
- eliminazione di utili infragruppo	117	14	(4.582)	(4.601)
- imposte sul reddito differite e anticipate	378	100	1.175	1.410
- altre rettifiche	(71)	(22)	(156)	8
	5.317	7.383	50.051	55.228
Interessenze di terzi	(950)	(1.065)	(3.978)	(4.522)
Come da bilancio consolidato	4.367	6.318	46.073	51.206

Altre informazioni

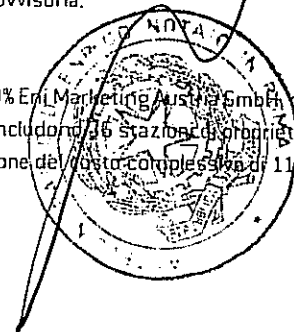
Principali acquisizioni

Altergaz SA

Nel dicembre 2010 Eni ha incrementato la propria partecipazione azionaria in Altergaz SA, società che commercializza gas principalmente nei segmenti retail e middle in Francia, rilevando circa il 15% in mano ai soci fondatori che hanno esercitato la put option right. Per effetto dell'operazione Eni acquisisce il controllo della società. L'allocazione del valore complessivo di 106 milioni di euro, costo dell'acquisizione 2010 di 39 milioni di euro e fair value delle acquisizioni effettuate prima del 2010 di 67 milioni di euro, alle attività e passività acquisite è stata effettuata in via provvisoria.

Eni Mineralölhandel GmbH

Il 1° agosto 2010 Eni ha acquisito in Austria la società Eni Mineralölhandel GmbH titolare, attraverso la controllata al 100% Eni Marketing Austria GmbH di attività downstream che comprendono una rete di distribuzione di carburanti di 135 impianti, attività extra rete (che includono 16 stazioni di proprietà di rivenditori) nonché asset commerciali nel business avio e attività complementari di logistica e stoccaggio. L'allocazione del costo complessivo di 113 milioni di euro alle attività e passività acquisite è stata effettuata in via definitiva.



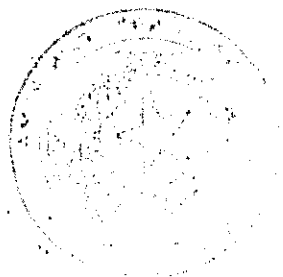
Di seguito i valori di bilancio ante e post allocazione del prezzo di acquisto.

[milioni di euro]	Altergaz SA		Eni Mineralölhandel GmbH	
	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo
Attività correnti	308	308	81	81
Attività materiali	1	1	22	42
Attività immateriali	4	4		
Goodwill		97		76
Partecipazioni	13	13	3	3
Altre attività non correnti			5	25
Attività acquisite	326	423	111	227
Passività correnti	315	315	90	95
Passività nette per imposte differite	(7)	(7)	5	5
Fondi per rischi e oneri	2	2	3	4
Altre passività non correnti			10	10
Passività acquisite	310	310	108	114
Interessenze di terzi	7	7		
Patrimonio netto di Gruppo acquisito	9	106	3	113

Di seguito i ricavi della gestione caratteristica e la perdita netta per l'esercizio 2010 e dalla data di acquisizione al 31 dicembre 2010.

[milioni di euro]	Altergaz SA		Eni Mineralölhandel GmbH	
	Esercizio 2010	Dalla data di acquisizione al 31 dicembre 2010	Esercizio 2010	Dalla data di acquisizione al 31 dicembre 2010
Ricavi della gestione caratteristica	561		398	163
Perdita netta	(23)		(46)	(3)

I valori relativi ai ricavi e alla perdita netta sono al 100%.



77058/448

Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009			31.12.2010		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate consolidate		9.863	9.863		10.853	10.853
Imprese controllate non consolidate		146	146		156	156
Imprese a controllo congiunto e collegate	6.060	1.251	7.311	6.077	1.005	7.082
Altri	5	266	271	5	261	266
	6.065	11.526	17.591	6.082	12.275	18.357

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese consolidate di 10.853 milioni di euro (9.863 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 7.309 milioni di euro (6.091 milioni di euro al 31 dicembre 2009), di cui 5.427 milioni di euro relativi al settore Ingegneria & Costruzioni (4.936 milioni di euro al 31 dicembre 2009); (ii) rimborso di crediti IVA da parte dell'Amministrazione finanziaria per 1.076 milioni di euro (1.171 milioni di euro al 31 dicembre 2009); (iii) rischi assicurativi per 387 milioni di euro che Eni ha riassicurato (253 milioni di euro al 31 dicembre 2009). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 10.718 milioni di euro (9.783 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di 156 milioni di euro (146 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano contratti autonomi e lettere di patronage rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per 152 milioni di euro (141 milioni di euro al 31 dicembre 2009). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 81 milioni di euro (64 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese a controllo congiunto e collegate di 7.082 milioni di euro (7.311 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di 6.054 milioni di euro (6.037 milioni di euro al 31 dicembre 2009) 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 792 milioni di euro (971 milioni di euro al 31 dicembre 2009), di cui 648 milioni di euro relativi 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 (692 milioni di euro al 31 dicembre 2009); (iii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per 113 milioni di euro (126 milioni di euro al 31 dicembre 2009). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 639 milioni di euro (814 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di 266 milioni di euro (271 milioni di euro al 31 dicembre 2009) 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 (225 milioni di euro). L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di 222 milioni di euro (206 milioni di euro al 31 dicembre 2009) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (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 24 milioni di euro (23 milioni di euro al 31 dicembre 2009). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 258 milioni di euro (266 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Impegni e rischi

Gli impegni e rischi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	31.12.2010
Impegni	16.668	17.226
Rischi	1.277	1.499
	17.945	18.725

Gli impegni di 17.226 milioni di euro (16.668 milioni di euro al 31 dicembre 2009) 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 10.654 milioni di euro (10.302 milioni di euro al 31 dicembre 2009); (ii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Angola LNG Supply Service per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA). L'impegno contrattuale è stimato in 4.031 milioni di euro ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità". L'impe-

gno di acquisto avrà efficacia dal momento dell'avvio dell'impianto previsto a partire dal 2011 e fino al 2031; (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 (2011-2031). L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di 1.239 milioni di euro (1.151 milioni di euro al 31 dicembre 2009) 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 Llc 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 1.018 milioni di euro (990 milioni di euro al 31 dicembre 2009) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (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 149 milioni di euro (150 milioni di euro al 31 dicembre 2009); 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. L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di 113 milioni di euro (110 milioni di euro al 31 dicembre 2009) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità".

I rischi di 1.499 milioni di euro (1.277 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano rischi di custodia di beni di terzi per 1.202 milioni di euro (899 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per 297 milioni di euro (378 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Impegni non quantificabili

L'impegno assunto da Eni nella convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) e il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due di dare la propria disponibilità a garantire la buona esecuzione della progettazione e della realizzazione delle opere affidate al Consorzio, garantendo perciò a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella Convenzione e nell'Atto Integrativo e in ogni atto aggiuntivo, addendum e/o modifica o integrazione. Il Regolamento del Consorzio obbliga i consorziati a rilasciare la manleva e le garanzie negli stessi termini del CEPAV Uno.

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

Premessa

I principali rischi finanziari identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio di mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle commodity; (ii) il rischio di credito derivante dalla possibilità di default di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine. 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 Guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Nel corso del 2010 la Divisione Gas & Power, a fronte di una profonda modifica del proprio profilo di rischio determinata da mutamenti strutturali del contesto di mercato di riferimento, ha adottato nuove strategie di pricing e di risk management per la gestione attiva del margine economico, sottoposte in data 15 giugno 2010 all'approvazione del CdA Eni. Al fine di disciplinare organicamente tali nuove operatività nell'ottica del controllo dei rischi finanziari, per il 2011 sono stati previsti interventi di revisione dei principi contenuti nelle "Linee Guida".

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 Guida" 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 Coordination Center, 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 Coordination Center garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; sulla Finanza Eni Corporate sono accentrato tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni, nonché la negoziazione dei certificati di emission trading. Il rischio di prezzo delle commodity è gestito dalle singole unità di business ed Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei derivati di copertura (attività di execution). I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity. Non sono consentite operazioni in strumenti derivati su tassi di interesse o tassi di cambio aventi finalità speculative.

Per quanto attiene la gestione del rischio prezzo commodity, gli strumenti finanziari derivati su commodity di cui è ammessa l'esecuzione possono avere finalità di:

- copertura a fronte di sottostanti con manifestazione contrattuale (attività di hedging). Le operazioni di copertura possono essere stipulate anche rispetto a sottostanti che abbiano una manifestazione contrattuale futura ma che siano comunque altamente probabili (c.d. hedging anticipato);
- gestione attiva del margine economico (attività di positioning). Tale attività consiste nell'attivare contratti di compravendita di commodity, merci o altre attività, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di modificare il profilo di rischio associato ad un portafoglio di asset fisici in capo alle singole

77058/450

business unit, al fine di migliorare il margine economico collegato a tali asset nella prospettiva di un'evoluzione favorevole nei prezzi;

c) arbitraggio. Tale attività consiste nell'attivare contratti di compravendita di commodity, merci o altre attività, sui mercati fisici o finanziari, in vista della possibilità di ottenere un profitto certo (o di ridurre i costi logistici associati agli asset di proprietà), sfruttando temporanei disallineamenti nei prezzi di mercato;

d) trading proprietario. Tale attività consiste nell'attivare contratti aventi ad oggetto la compravendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto incerto, qualora si realizzi un'aspettativa favorevole di mercato.

In aggiunta i derivati su commodity possono essere strutturati nell'ambito dell'attività di origination. Tale attività è effettuata nell'ambito dei mercati wholesale e prevede la strutturazione di contratti a cura di un originator, al fine di soddisfare le specifiche esigenze di una controparte esterna o interna. In base alla strategia di gestione adottata, i servizi di origination possono essere di tipo asset based, quando l'originator tende a replicare i contenuti contrattuali con i profili e le capacità dei propri asset di proprietà nella logica di un hedging naturale, o di tipo non asset based quando i profili di rischio prezzo e volume possono essere gestiti a libro sia secondo una logica di trading/positioning, sia secondo una logica di hedging implementata sulle singole componenti del contratto.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" 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, 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 nei fattori 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 Guida" 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 all'esposizione originante dall'operatività di trading proprietario effettuata da Eni Trading & Shipping. 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 proprietario), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle Divisioni e società Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Il rischio strategico è il rischio economico collegato ad un set di esposizioni, intrinseche al business, che per scelta strategica non sono oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica da parte delle business unit, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato; per tali rischi non esiste pertanto una delega ad operare, né un limite di rischio assegnato. Le esposizioni strategiche al rischio, che sono intrinseche al business, sono identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche e ad oggi, le esposizioni strategiche includono 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 caratterizzati da elevata probabilità di manifestazione), il margine di raffinazione e le scorte obbligatorie minime. Lo svolgimento di attività di copertura del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie per sua natura non è soggetta a specifici limiti di rischio, ma è comunque oggetto di misurazione e monitoraggio.

Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state come 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 economico e transattivo; 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 Guida" 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'accenramento 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% ed 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% ed un holding period di 20 giorni.

Rischio di prezzo delle commodity

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. 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, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2010 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2009) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity, per aree omogenee (tenuto conto della valuta prevalentemente utilizzata per la valorizzazione di mercato delle commodity energetiche, i valori di VaR sono espressi in dollaro USA). L'analisi dei dati evidenzia il significativo incremento registrato dal VaR per l'area Gas & Power; tale incremento si giustifica in quanto, a partire dal secondo semestre 2010, il VaR è stato elaborato utilizzando nuove logiche di valorizzazione delle esposizioni non contrattate e basate su indici benchmark legati ai prezzi degli hub europei, in coerenza con il nuovo modello di pricing e risk management adottato dalla Divisione Gas & Power ed approvato dal CdA Eni.

(Value at Risk – approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

(milioni di euro)	2009				2010			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse (*)	6,85	1,65	3,35	1,98	2,82	1,09	1,55	1,60
Tasso di cambio	1,22	0,07	0,35	0,31	0,99	0,13	0,50	0,51

(*) A partire da febbraio 2010, i valori del VaR relativi al tasso di interesse comprendono la nuova struttura di Finanza Operativa di Eni Finance USA.

(Value at Risk – approccio simulazione storica holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

(milioni di dollari)	2009				2010			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Aree oil, prodotti	37,51	4,74	17,65	6,64	46,08	4,40	23,53	10,49
Aree Gas & Power (*)	51,62	28,01	40,97	38,26	101,62	40,06	61,76	43,30

(*) A partire da inizio 2010, i valori relativi all'Area Gas & Power comprendono anche TIGAZ Zrt.

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 accentrata adottato. Per quanto attiene 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 ed Eni Adfin 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, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee Guida" 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

77058/452

classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali Agenzie. Il rischio è gestito dalle Strutture di Finanza Operativa Eni, da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e Divisioni 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. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari a partire dall'esercizio 2008 ha determinato l'adozione di più stringenti disposizioni, quali la diversificazione del rischio e la rotazione delle controparti finanziarie, e di selettività per le operazioni in strumenti derivati di durata superiore a tre mesi. Al 31 dicembre 2010 non vi erano concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio di liquidità

Il rischio di 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 è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. L'obiettivo di risk management Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di livello percentuale massimo di leverage e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a medio-lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a medio-lungo termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per Eni, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha mantenuto accesso a un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi nonostante il quadro di riferimento esterno, in cui permangono irrigidimenti del mercato del credito e tensioni degli spread applicati. Gli interventi realizzati in attuazione del "Piano Finanziario" hanno consentito di fronteggiare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, grazie alla flessibilità nelle forme di provvista, privilegiando la raccolta cartolare e la diversificazione dei mercati. In particolare, nel corso dell'esercizio, sono stati emessi bond, riservati agli investitori istituzionali, sul mercato dell'euro con due emissioni da 1 miliardo di euro ciascuna e bond riservati a investitori professionali, sul mercato del dollaro americano, per 800 milioni di dollari. Le policy sono state orientate, oltre che a garantire risorse finanziarie disponibili sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, anche ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito e attraverso un'adeguata struttura degli affidamenti bancari, in particolare committed. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Alla data di bilancio, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di 10.358 milioni di euro, di cui 2.498 milioni di euro committed, nonché linee di credito non utilizzate a lungo termine committed di 4.901 milioni di euro. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato e commissioni di mancato utilizzo non significative. Eni ha in essere un programma di Medium Term Notes in base al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei finanziamenti fino a 15 miliardi di euro di cui circa 10,4 milioni di euro già collocati al 31 dicembre 2010.

Il Gruppo mantiene uno standing creditizio elevato con rating Standard & Poor's A+ per il debito a lungo termine e A-1 per il breve, outlook stable; rating Moody's Aa3 per il debito a lungo e P-1 per il debito a breve, outlook stable.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

[milioni di euro]	Anni di scadenza						Totale
	2010	2011	2012	2013	2014	Oltre	
31.12.2009							
Passività finanziarie a lungo termine	3.191	1.342	3.660	1.967	2.487	8.608	21.255
Passività finanziarie a breve termine	3.545						3.545
Passività per strumenti derivati	1.371	517	133	46			2.179
	8.107	1.859	3.793	2.013	2.501	8.706	26.999
Interessi su debiti finanziari	654	570	545	510	426	1.199	3.064
Garanzie finanziarie	377						377
[milioni di euro]	Anni di scadenza						Totale
	2011	2012	2013	2014	2015	Oltre	
31.12.2010							
Passività finanziarie a lungo termine	963	3.583	2.485	2.009	2.815	9.413	21.268
Passività finanziarie a breve termine	6.515						6.515
Passività per strumenti derivati	1.131	276	74	18	48	85	1.632
	8.609	3.859	2.559	2.027	2.863	9.498	29.415
Interessi su debiti finanziari	720	712	654	563	460	1.726	4.835
Garanzie finanziarie	339						339

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

[milioni di euro]	Anni di scadenza			Totale
	2010	2011-2014	Oltre	
31.12.2009				
Debiti commerciali	10.078			10.078
Altri debiti e anticipi	9.096	31	23	9.150
	19.174	31	23	19.228

[milioni di euro]	Anni di scadenza			Totale
	2011	2012-2015	Oltre	
31.12.2010				
Debiti commerciali	13.111			13.111
Altri debiti e anticipi	9.464	29	38	9.531
	22.575	29	38	22.642

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 tavola che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

[milioni di euro]	Anni di scadenza						Totale
	2011	2012	2013	2014	2015	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili^[a]	1.023	863	587	517	311	752	4.053
Costi di abbandono e ripristino siti^[b]	44	60	116	362	146	11.998	12.726
Costi relativi a fondi ambientali^[c]	338	307	261	263	184	661	2.014
Impegni di acquisto^[d]	16.891	15.425	15.896	15.970	15.734	179.998	259.914
- Gas							
Take-or-pay	15.708	14.403	14.961	15.004	14.788	172.025	246.889
Ship-or-pay	794	708	646	668	655	4.892	8.363
- Altri impegni di acquisto con clausole take-or-pay e ship-or-pay	169	160	165	175	168	1.142	1.979
- Altri impegni di acquisto ^[e]	220	154	124	123	123	1.939	2.683
Altri impegni	4	4	4	4	4	129	149
- Memorandum di intenti Val d'Agri	4	4	4	4	4	129	149
	18.300	16.659	16.864	17.116	16.379	193.538	278.856

[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 ad 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 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 (1.109 milioni di euro).

[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 2.479 milioni di euro.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma di investimenti tecnici di 53 miliardi di euro. Nella tavola che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. 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.

[milioni di euro]	Anni di scadenza					Totale
	2011	2012	2013	2014	Oltre	
Impegni per major projects	5.443	5.606	2.867	3.304	8.396	25.616
Impegni per altri investimenti	7.210	4.700	4.253	2.802	6.017	24.982
	12.653	10.306	7.120	6.106	14.413	50.598
- di cui: investimenti ambientali per transazione MATTM	207	184	125	36	50	602

77058/45B

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

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

[milioni di euro]	2009			2010		
	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a		Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a	
		Conto economico	Patrimonio netto		Conto economico	Patrimonio netto
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Strumenti derivati non di copertura ^(a)	(26)	45		46	(13)	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli ^(b)	36	1		35	1	
Strumenti finanziari disponibili per la vendita:						
- Titoli ^(b)	348	13	1	382	9	(9)
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(c)	20.748	(361)		23.998	(110)	
- Crediti finanziari ^(b)	1.637	72		2.150	84	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(d)	19.228	(48)		22.642	26	
- Debiti finanziari ^(b)	24.800	(508)		27.783	(535)	
Attività valutate a fair value in applicazione della fair value option:						
- Partecipazioni ^(b)		163				
Passività nette per contratti derivati di copertura ^(e)	751	161	(636)	320	(402)	47

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) diversi operativi" per 118 milioni di euro di proventi (oneri per 49 milioni di euro nel 2009) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per 131 milioni di euro di oneri (oneri per 4 milioni di euro nel 2009).

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per 128 milioni di euro di oneri (oneri per 427 milioni di euro nel 2009) (svoluzioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per 18 milioni di euro di proventi (proventi per 66 milioni di euro nel 2009) (differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio e valutazione al costo ammortizzato).

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" (differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per 414 milioni di euro di oneri (proventi per 155 milioni di euro nel 2009) e negli "Altri proventi (oneri) operativi" per 13 milioni di euro di proventi (proventi per 6 milioni di euro nel 2009) (componente time value).

Valori di mercato degli strumenti finanziari

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività finanziarie, valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

- livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
- livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);
- livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra gli strumenti finanziari valutati al fair value al 31 dicembre 2010 sono classificati: (i) nel livello 1, le "Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita" e gli "Strumenti derivati non di copertura - Future"; (ii) nel livello 2, gli strumenti 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 2010 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 di euro]	Note	31.12.2009	31.12.2010
Attività correnti:			
Altre attività finanziarie disponibili per la vendita	(8)	348	382
Strumenti derivati non di copertura - Future	(13)	13	13
Altri strumenti derivati non di copertura	(13)	686	699
Strumenti derivati di copertura cash flow hedge	(13)	236	210
Attività non correnti:			
Strumenti derivati non di copertura - Future	(20)	2	2
Altri strumenti derivati non di copertura	(20)	337	420
Strumenti derivati di copertura cash flow hedge	(20)	129	102
Passività correnti:			
Strumenti derivati non di copertura - Future	(25)	2	10
Altri strumenti derivati non di copertura	(25)	689	646
Strumenti derivati di copertura cash flow hedge	(25)	680	475
Passività non correnti:			
Strumenti derivati non di copertura - Future	(30)	1	
Altri strumenti derivati non di copertura	(30)	371	344
Strumenti derivati di copertura cash flow hedge	(30)	436	157

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 proprio 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 Contenzioso penale

Eni SpA

- (i) **Subsidenza.** Sono state svolte indagini giudiziarie da parte della Procura della Repubblica di Rovigo sul fenomeno della subsidenza eventualmente imputabile alle attività minerarie nel ravennate e nel Nord Adriatico sia a terra sia a mare. Eni ha costituito una commissione scientifica, indipendente e interdisciplinare, composta dai maggiori esperti internazionali di subsidenza derivante dall'estrazione di idrocarburi, con il compito di verificare la misura, gli effetti e gli eventuali strumenti più opportuni per neutralizzare o ridurre quei fenomeni che fossero imputabili all'estrazione di idrocarburi da parte di Eni nelle aree interessate. La Commissione ha prodotto uno studio dal quale risulta che non sono ipotizzabili pericoli per la pubblica incolumità o danni all'ambiente né constano a livello mondiale incidenti concernenti la pubblica incolumità originati dalla subsidenza indotta dalla produzione di idrocarburi. Lo studio inoltre evidenzia che Eni utilizza le più avanzate tecniche esistenti per la previsione, la misurazione e il controllo del suolo. Il procedimento giudiziario è in fase di dibattimento di primo grado. Sono costituite parte civile la Regione Veneto e altri enti territoriali, più due soggetti privati. A sua volta, Eni si è costituita per potersi difendere come preteso responsabile civile. La competenza per lo svolgimento del processo è stata demandata al Tribunale di Ravenna. All'esito delle rinnovate indagini preliminari la Procura della Repubblica di Ravenna ha presentato richiesta di archiviazione del procedimento penale, alla quale si sono opposte alcune delle parti civili. L'udienza di discussione delle opposizioni alla richiesta di archiviazione, è stata fissata per l'11 novembre 2010. All'esito di tale udienza il Giudice per le Indagini Preliminari si è riservato la decisione. Con ordinanza del 14 febbraio 2011 il Giudice per le Indagini Preliminari ha sciolto la riserva pronunciando ordinanza di accoglimento della richiesta di archiviazione formulata dal Pubblico Ministero con la quale, oltre a disporre l'archiviazione del procedimento nei confronti di tutti gli indagati, ha altresì disposto formalmente il dissequestro dei giacimenti e la loro restituzione nella disponibilità degli aventi diritto.
- (ii) **Presunto danneggiamento – Ente procedente: Procura della Repubblica di Gela.** Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine penale per presunto danneggiamento derivante dalle emissioni degli impianti dello stabilimento di Gela di proprietà di Polimeri Europa SpA, Syndial SpA (già EniChem SpA) e Raffineria di Gela SpA. Il Giudice per l'Udienza Preliminare ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere per "imputazione di adulterazione di sostanze alimentari" e ha rinviato a giudizio per gli altri capi di imputazione. Il Tribunale di Gela ha emesso sentenza di assoluzione escludendo la sussistenza dei fatti contestati al Direttore e Amministratore pro-tempore della Raffineria. Alcuni coltivatori del comprensorio di Gela, costituitisi parte civile nel procedimento di primo grado, hanno proposto appello avverso la sentenza di assoluzione ai soli fini civili. Nel corso della prima udienza, tenutasi il 17 dicembre 2009, il Procuratore Generale ha chiesto il rigetto dell'appello proposto dalla sola parte civile ritenendo fondate le motivazioni della sentenza assolutoria di primo grado. La Corte d'Appello ha rinviato il processo all'udienza del 25 febbraio 2010. In data 25 febbraio 2010, la Corte d'Appello ha confermato la sentenza di assoluzione, con decisione depositata in data 29 aprile 2010.
- (iii) **Incendio colposo nella Raffineria di Gela.** Nel giugno 2002, a seguito di un incendio verificatosi all'interno della Raffineria di Gela, è stato iscritto un procedimento penale per il delitto di incendio colposo e reati ambientali e concernenti le bellezze naturali. Il procedimento di primo grado si è concluso con sentenza di assoluzione. Nel novembre 2007 la Procura della Repubblica di Gela e la Procura Generale di Caltanissetta hanno proposto appello davanti alla Corte d'Appello di Caltanissetta. Nel corso della prima udienza la Corte d'Appello ha riaperto l'istruttoria dibattimentale, disponendo una perizia collegiale. In data 10 dicembre 2009 i periti nominati dalla Corte hanno depositato la propria relazione e gli allegati. In data 21 gennaio 2010 la Corte d'Appello di Caltanissetta ha pronunciato sentenza di assoluzione nei confronti di tutti gli imputati.
- (iv) **Verifica della qualità delle acque sotterranee nell'area della Raffineria di Gela.** Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine penale concernente la Raffineria di Gela al fine di verificare la qualità delle acque sotterranee presenti nell'area della raffineria. Le contestazioni mosse riguardano la violazione di norme ambientali in tema di inquinamento delle acque e dei suoli nonché un'ipotesi di smaltimento non autorizzato di rifiuti. Vi è stato avviso di chiusura delle indagini preliminari per uno dei dipendenti per il quale è stato emesso decreto di citazione diretta a giudizio. Non è stato emesso invece avviso di conclusione delle indagini nei confronti degli altri indagati. Nel corso delle udienze di cui alla citazione diretta a giudizio il Giudice ha ammesso la costituzione di parte civile di tre associazioni ambientaliste. Il procedimento è stato successivamente assegnato a un giudice diverso ed è stata quindi disposta la rinnovazione del dibattimento. Nella fase dibattimentale sono stati escussi sia i testi dell'accusa che della difesa. Inoltre, successivamente, sono stati sentiti i consulenti tecnici della difesa. In data 14 maggio 2010, a seguito della discussione, il Tribunale di Gela ha pronunciato la sentenza con la quale, da una parte ha dichiarato estinti per prescrizione tutti i reati contestati al suddetto dipendente e, dall'altra, ha condannato l'imputato alla rifusione delle spese giudiziali e al risarcimento dei danni a favore delle parti civili, danni per la cui determinazione ha rimesso le parti davanti al Giudice civile. La sentenza è stata depositata in data 3 giugno 2010. La sentenza è stata impugnata innanzi alla Corte di Appello di Caltanissetta. Alla prima udienza, il procedimento è stato rinviato a causa di un difetto di notifica.
- (v) **Incendio colposo (Priolo).** La Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato delle indagini nei confronti degli ex direttori della Raffineria di Priolo in relazione all'incendio che si è sviluppato in data 30 aprile e 1-2 maggio 2006 nello stabilimento di Priolo della ERG Raffinerie Mediterranee SpA;

77058/456

tale impianto era stato ceduto da Eni Divisione Refining & Marketing alla ERG Raffinerie Mediterranee in data 31 luglio 2002. Al termine delle indagini preliminari, il Pubblico Ministero ha richiesto il rinvio a giudizio degli ex direttori succitati per il reato di incendio colposo. La prima udienza dibattimentale, nella quale potranno costituirsi le parti, è fissata per il 26 febbraio 2010. Nel frattempo il Tribunale di Siracusa con l'ordinanza del 5 febbraio 2010 e a seguito dell'eccezione di inammissibilità presentata dalla difesa, ha escluso tutte le parti civili costituite fra cui anche la Presidenza del Consiglio dei Ministri ed ha ammesso il solo Ministero dell'Ambiente. Il processo prosegue per l'esame di tre testi del Pubblico Ministero. All'udienza del 26 febbraio 2010, il Giudice ha disposto l'ammissione di tutte le prove chieste dalle parti, rinviando all'udienza del 14 aprile 2010 per l'esame dei testi del Pubblico Ministero. A tale udienza è iniziato l'esame dei testi del Pubblico Ministero che avrebbe dovuto proseguire all'udienza dell'8 giugno 2010. In tale data, causa assenza del Pubblico Ministero, l'udienza è stata rinviata al 20 luglio 2010 e di nuovo al 5 novembre 2010.

(vi) **Falda profonda del sito di Priolo – Ente procedente: Procura della Repubblica di Siracusa.** La Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato un procedimento avente a oggetto l'accertamento sullo stato di contaminazione della falda profonda del sito di Priolo. Risultano indagati Amministratori e Direttori di Stabilimento, al tempo dei fatti oggetto di indagine, dell'allora Agip Petroli [oggi Divisione Refining & Marketing di Eni SpA] e di Syndial e Polimeri Europa. Le attività di accertamento tecnico disposte dalla Procura sono terminate il 15 ottobre 2009. Il 25 febbraio 2010 è stata depositata la relazione di consulenza tecnica. Secondo tale elaborato i terreni e la falda del sito di Priolo sono da considerarsi contaminati ai sensi del D.Lgs. 152/06; tale contaminazione è stata determinata da sversamenti comunque precedenti al 2001 e non successivi al 2005; ulteriori fonti di rischio sono le apparecchiature ancora in esercizio sul sito, principalmente quelle di ISAB Srl (ERG). Sulla base di tali conclusioni la difesa degli indagati Syndial, Polimeri Europa ed Eni Divisione Refining & Marketing presenterà memoria per chiedere l'archiviazione del procedimento. Il Pubblico Ministero ha presentato la richiesta di archiviazione. Si è in attesa del provvedimento di archiviazione del Giudice.

(vii) **Infortunio mortale Truck Center Molfetta – Ente procedente: Procura della Repubblica di Trani.** Il 3 marzo 2008 si è verificato a Molfetta un incidente in cui hanno perso la vita 4 operai addetti alla pulizia di una ferrocisterna di proprietà della società FS Logistica del Gruppo Ferrovie dello Stato. La cisterna era stata utilizzata per il trasporto di zolfo liquido prodotto da Eni nella Raffineria di Taranto e destinato al cliente Nuova Solmine. È stato avviato nei confronti di dipendenti di FS Logistica e del suo broker "La Cinque Biotrans", nonché, ai sensi del D.Lgs. 231/01, nei confronti di queste due società e della società incaricata delle attività di bonifica della ferrocisterna – la Truck Center – un procedimento penale che si è concluso con sentenza di primo grado il 26 ottobre 2009. La sentenza ha pronunciato la condanna di alcune delle persone fisiche indagate e delle tre società per i fatti contestati e ha disposto il rinvio degli atti alla stessa Procura di Trani al fine di accertare le responsabilità di dipendenti di Eni e di Nuova Solmine in relazione ai fatti oggetto della sentenza, nonché alle Procure di Taranto e di Grosseto [competente per Nuova Solmine] per accertare eventuali irregolarità nelle modalità di gestione e trasporto dello zolfo liquido.

In seguito alla sentenza, la Procura della Repubblica di Trani ha avviato un'indagine nei confronti di dipendenti di Nuova Solmine e di un dipendente di Eni Divisione Refining & Marketing, responsabile delle attività di commercializzazione dello zolfo fuso. In data 14 aprile 2010 è stato notificato al difensore del dipendente indagato una richiesta di proroga delle indagini preliminari, presentata al GIP dalla Procura della Repubblica. In data 11 maggio 2010 è stato notificato ad Eni SpA, ad otto dipendenti della società, nonché ad un ex dipendente, un atto di chiusura indagini che contesta l'omicidio colposo, le lesioni personali gravissime e l'illecito smaltimento di rifiuti. Sono state depositate memorie difensive da alcuni degli indagati. Il Pubblico Ministero ha stralciato la posizione di tre dipendenti ed inviato il relativo fascicolo al GIP con richiesta di archiviazione. Il GIP ha accolto la richiesta di archiviazione avanzata dal Pubblico Ministero per le suddette tre posizioni. Per le posizioni non archiviate il giudice ha fissato udienza preliminare al 23 febbraio 2011. A tale udienza il Giudice, effettuate le iniziali formalità, ha rinviato l'udienza al 19 aprile 2011, nella quale deciderà sulle richieste di costituirsi parte civile presentate dalla Regione Puglia, dal Comune di Molfetta e da un familiare di una delle vittime. Inoltre, le parti dovranno dichiarare le loro intenzioni circa il rito che intenderanno adottare.

(viii) **Sequestro di aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria – Ente procedente: Procura della Repubblica di Castrovillari.** In data 11 giugno 2010, è stato notificato un provvedimento di sequestro preventivo di aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria, ulteriori rispetto a quelle, site nei medesimi comuni, sequestrate con precedente provvedimento di sequestro, nel febbraio 2010. I sequestri trovano causa in un'indagine sorta a seguito della rottura dei teli in HDPE posizionati a copertura dei rifiuti costituiti da ferriti di zinco provenienti dallo stabilimento ex Pertusola Sud e ritenuti illecitamente depositati nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria. Le aree sequestrate sono quelle in cui sono stati depositati i detti rifiuti. Il procedimento si trova nella fase delle indagini preliminari. I fatti sono gli stessi di un procedimento penale chiuso nel 2008 con sentenza di assoluzione per uno degli imputati ed intervenuta prescrizione per tutti gli altri imputati. Il reato contestato in questo caso è l'omessa bonifica. Syndial SpA ha dato la disponibilità per la rimozione dei rifiuti, le cui operazioni sono in corso di esecuzione.

Syndial SpA

(ix) **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 disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. All'udienza preliminare del 17 luglio 2009, si sono costituiti parte civile: la Provincia di Sassari, l'Associazione Anpana (protezione animali) e la società Fratelli Polese Snc con sede presso il sito industriale. Nessuna di queste ha chiesto la citazione del responsabile civile e nessuna ha indicato la quantificazione del danno, riservandosi di quantificarlo in un secondo momento. La difesa dell'imputato ha chiesto termine per l'esame dell'atto di costituzione e per la verifica dei titoli di legittimazione. La difesa di Syndial ha presentato una serie di eccezioni sull'ammissibilità della costituzione delle parti civili; il Giudice, riservatosi sul punto, scioglierà la propria riserva all'udienza prevista il 19 febbraio 2010. A tale udienza il Giudice, sulla base delle eccezioni sollevate da Syndial riguardanti l'assenza di collegamento tra la costituzione di parte civile e il capo di imputazione, ha escluso tutte le parti civili che si erano costituite per gravi patologie associabili alle sostanze contaminanti presenti nella fauna ittica del porto industriale di Porto Torres; ha invece ammesso la costituzione di parte

civile de: il Comune di Porto Torres, la Provincia di Sassari, l'Associazione Ambientalista Anpana ed infine la società Fratelli Polese Snc. Il Giudice ha infine autorizzato la citazione dei Responsabili Civili, Syndial SpA, Polimeri Europa SpA, Ineos Vinyls e Sasol Italy SpA. Il giudizio prosegue per la costituzione dei Responsabili Civili citati. Nell'udienza del 18 ottobre, poi rinviata al 6 novembre 2010, è stata sollevata dalla difesa l'incompetenza territoriale funzionale dei Giudici del Tribunale di Sassari in quanto potenziali persone offese dal reato. Il Giudice si è riservato. Nell'udienza del 31 gennaio 2011, il GUP ha disposto il rigetto dell'eccezione. La difesa di Syndial ha quindi sollevato le ulteriori questioni preliminari legate alla nullità dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari ex art. 415-bis. Il giudice si è riservato fissando l'udienza al 7 febbraio 2011. A tale udienza il GUP ha rigettato tutte le istanze relative alla nullità dell'avviso ex art. 415-bis ed ha fissato la successiva udienza per il 15 febbraio 2011. A tale udienza la difesa di Syndial ha sollevato l'ulteriore eccezione relativa alla inutilizzabilità degli atti di indagine effettuati fuori termine dal PM.

1.2 Contenzioso civile e amministrativo

Syndial SpA (ex EniChem SpA)

- (i) **Inquinamento provocato dall'attività dello stabilimento di Mantova.** Nel 1992 il Ministero dell'Ambiente ha convenuto in giudizio avanti al Tribunale di Brescia EniChem SpA [ora Syndial SpA] e la Montecatini SpA chiedendo in via principale la loro condanna al ripristino dell'ambiente inquinato dalle attività dello stabilimento di Mantova nel periodo dal 1976 al 1990; in via subordinata, in caso di impossibilità di ripristino, al risarcimento del danno ambientale. Con accordo transattivo del 2005, Edison ha definito il risarcimento del danno ambientale relativo al periodo della sua gestione liberando, per lo stesso titolo, anche Syndial, subentrata a Edison nel giugno 1989 a seguito dell'acquisto dell'impianto. Sono in corso trattative tra le parti per la quantificazione del danno ambientale relativo al solo anno 1990; in vista di ciò il giudizio è stato più volte rinviato sino alla prossima udienza del 13 ottobre 2011. L'Avvocatura dello Stato confida che la transazione possa essere firmata prima di tale data, subordinatamente ai tempi necessari al Ministero.
- (ii) **Citazione in giudizio avanti al Tribunale di Venezia per danni alla laguna di Venezia causati dagli impianti di Porto Marghera.** Con atto di citazione notificato il 13 dicembre 2002 EniChem SpA [ora Syndial SpA] è stata convenuta in giudizio avanti al Tribunale di Venezia, unitamente ad Ambiente SpA (incorporata nella Syndial) e a European Vinyls Corporation Italia SpA (EVC Italia poi Ineos Vinyls Italia SpA, ora Vinyls Italia SpA), dalla Provincia di Venezia la quale ha chiesto la condanna in solido delle società convenute al risarcimento del danno ambientale, inizialmente non quantificato, che sarebbe stato arrecato alla laguna di Venezia dalle attività dei rispettivi impianti del petrolchimico di Porto Marghera che hanno costituito oggetto di due procedimenti penali a carico di dirigenti e dipendenti delle medesime società. EVC Italia e Ineos, nel costituirsi in giudizio, hanno esercitato, in via subordinata all'accertamento dell'infondatezza della pretesa della Provincia, azione di regresso nei confronti delle società Eni. La Provincia di Venezia, in sede di memoria istruttoria, ha quantificato l'entità del preteso danno subito in 287 milioni di euro. Syndial ha predisposto note scritte che mettono in evidenza come tale determinazione risulti effettuata in assenza di prove e in base a considerazioni rispetto alle quali il Tribunale e la Corte d'Appello Penale di Venezia – con sentenze passate in giudicato – avevano ritenuto EniChem completamente estranea ai fatti contestati. All'udienza del 16 ottobre 2009, fissata per la discussione della perizia, è stata dichiarata l'interruzione del processo perché Vinyls Italia, nel frattempo, è stata assoggettata ad amministrazione controllata. Il processo è rimasto sospeso sino al 22 aprile 2010, data in cui la Provincia di Venezia ha riassunto, mediante ricorso per riassunzione ex art. 303 c.p.c., la causa in oggetto. La successiva udienza, per riprendere il contenzioso, si è tenuta il 24 settembre 2010. In tale contesto il Giudice si è riservato di decidere sul prossimo rinvio la cui udienza, una volta fissata, verterà sulla valutazione della posizione di Vinyls e sulla valutazione delle consulenze tecniche presentate dalle parti. Poiché il giudice ha deciso che non è necessario risentire i tecnici, la prossima udienza è stata fissata al 23 settembre 2011 per precisazione delle conclusioni.
- (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 hanno citato innanzi al Tribunale civile di Milano Syndial perché venga condannata al risarcimento del danno ambientale causato dalla Pertusola Sud (società incorporata in EniChem, oggi Syndial) nel sito di Crotone. Il procedimento giudiziale di primo grado attualmente in corso nasce dalla riunione, disposta nel gennaio 2008, di due distinte azioni, una promossa dalla Regione Calabria nell'ottobre 2004 e la seconda promossa dalla Presidenza del Consiglio, dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario delegato per l'emergenza ambientale della Calabria, avviata nel febbraio 2006. La domanda della Regione Calabria è di ottenere il risarcimento del danno ambientale, quantificato in 129 milioni di euro per i costi della bonifica (ammontare basato sulla stima dei costi del progetto di bonifica ipotizzato dal commissario straordinario) e in circa 800 milioni di euro per altre voci di danno (danno all'ambiente, aumento della spesa sanitaria regionale, danni di immagine) da quantificarsi più precisamente in corso di causa. La domanda della Presidenza del Consiglio, del Ministero dell'Ambiente e del Commissario delegato è di ottenere il risarcimento dei costi di bonifica (sul punto la domanda di 129 milioni di euro si sovrappone alla richiesta della Regione) e il risarcimento del danno ambientale residuo, da quantificarsi nel corso del giudizio. Nel febbraio 2007 è stata depositata una perizia di parte commissionata ad APAT dal Ministero dell'Ambiente che stimava il valore del danno ambientale risarcibile in 1.920 milioni di euro, comprensivi dei costi di bonifica – esplosi a 1.620 milioni di euro rispetto agli originari 129 milioni di euro – e di una stima di danno ambientale pari a circa 300 milioni di euro. L'ammontare stimato nella perizia di parte, sommato alla pretesa risarcitoria della Regione Calabria, porta al totale di 2.220 milioni di euro. Syndial ha prodotto nel maggio e nel settembre 2007 relazioni tecniche di parte che, con motivate ragioni, contestano con vigore la perizia commissionata dal ministero, sia sullo stato di contaminazione dei luoghi, sia sull'attribuibilità della contaminazione a Syndial, sia sui criteri adottati per il calcolo degli oneri di ripristino, erronei, arbitrari e contrari alle norme di buona tecnica. Il 7 ottobre 2009 è stata depositata la disposta CTU volta a definire lo stato di inquinamento del sito e a valutare il possibile costo del ripristino, con l'eventuale rinvio ad ulteriore CTU per la definizione sia del rischio sanitario causato dall'inquinamento, sia la quantificazione del danno ambientale. Le conclu-

77058/458

sioni a cui perviene il collegio dei periti sono sostanzialmente in linea con le posizioni espresse da Syndial sul tema delle modalità con cui effettuare la bonifica, definite sulla base di un'analisi di rischio che porta a porre in essere interventi efficaci e mirati. Il progetto di bonifica, già in larga misura approvato dalle Autorità (Ministero dell'Ambiente e Regione Calabria), viene sostanzialmente ritenuto adeguato. A giudizio dei periti sono necessari degli interventi non previsti da Syndial, su una delle aree esterne (la c.d. area archeologica), mentre viene esclusa la necessità di procedere al dragaggio dei sedimenti marini. I costi dell'intervento di bonifica sono stimati in linea con le valutazioni fatte da Syndial. La CTU è meno favorevole a Syndial nella parte in cui vengono analizzate le fonti della contaminazione del sito che si ritiene determinata dalla gestione anche recente delle scorie di lavorazione. Il CTU ritiene, in sintesi, che la tecnologia di produzione era una BAT (best available technology), ma che il trattamento delle scorie avrebbe potuto essere effettuato in modo più rispettoso per l'ambiente e che i prodotti (c.d. Cubilot) non avevano quelle caratteristiche di stabilità fisico-chimiche che avrebbero impedito il rilascio di contaminanti nel suolo. Per quanto riguarda la determinazione del danno ambientale diverso dal ripristino, vale la pena di osservare che la perizia APAT prodotta dal Ministero dell'Ambiente calcolava il danno da mancata fruizione del sito sulla base del costo di ripristino, costo che la CTU riduce in modo molto significativo. Qualora però le conclusioni del CTU sull'attribuibilità della contaminazione alla gestione Syndial fossero accettate dal giudice, la società potrebbe essere chiamata a rispondere, quantomeno in parte e qualora ne venga accertata la sussistenza, di danni ambientali diversi dalla fruizione dei beni (danni alla collettività, incremento della spesa sanitaria regionale). In data 14 novembre 2009, Syndial ha depositato le osservazioni alla CTU, condividendo, da una parte, il modello concettuale adottato dai CTU e dimostrando, dall'altra, come la contaminazione del sito sia da attribuire prevalentemente alla gestione pregressa di altri operatori – fino agli anni 70 – dei residui di lavorazione. In data 11 novembre 2009, anche la Regione Calabria ha depositato le proprie osservazioni alla CTU, contestando l'inquinamento anche in aree, circostanti il sito, non prese in considerazione dai CTU. L'udienza per l'esame della perizia e delle osservazioni delle parti, inizialmente fissata per il 13 gennaio 2010, è stata rinviata al 13 aprile 2010, perché nel frattempo assegnata ad altro giudice. All'udienza del 13 aprile 2010 è stata discussa la relazione peritale. Nel corso dell'udienza la Regione Calabria ha avanzato la richiesta tesa a rinnovare la CTU, richiesta respinta dal giudice. Per quel che riguarda la determinazione dell'esistenza di un eventuale danno ambientale residuo all'esecuzione delle attività di bonifica, l'Avvocatura dello Stato, per conto del Ministero dell'Ambiente, ha chiesto che venga valutato l'impatto della nuova normativa sul danno ambientale alla causa in oggetto. Syndial ha depositato una nota, con la quale ha illustrato la modifica normativa sul danno ambientale. Pertanto il giudice ha assegnato alle parti attoree termine fino al 16 settembre 2010 per rispondere a tale nota e a Syndial termine fino al 30 settembre 2010 per replica, invitando tutte le parti a verificare l'impatto dell'art. 5 bis DL 135/2009 sulla presente causa e rinviando all'udienza del 17 novembre 2010. In data 15 settembre 2010, la Regione Calabria ha depositato memoria di risposta alla nota depositata nell'udienza del 13 aprile 2010 da Syndial e in data 30 settembre 2010 Syndial ha provveduto a depositare memoria sull'impatto dell'art. 5 bis nel presente procedimento. All'udienza del 17 novembre 2010, il giudice, a valle della discussione tra le parti, si è riservato. Con provvedimento del 21 dicembre 2010, il giudice ha sciolto la riserva e, ritenendo "la causa matura per la decisione", ha rinviato la stessa all'udienza del 16 novembre 2011 per precisazione delle conclusioni. Al fine di agevolare un'eventuale transazione sul danno ambientale, nel 2008 Syndial ha ripreso in carico la gestione della bonifica e il 5 dicembre 2008 ha presentato un nuovo progetto di bonifica per il ripristino delle aree. In riferimento all'iter di approvazione di tale progetto, oltre alla rimozione delle discariche fronte mare e la loro riallocazione in altra area (oggetto di precedente parziale approvazione da parte della Conferenza dei Servizi e subordinata all'ottenimento del giudizio di compatibilità ambientale da parte della Regione Calabria), la Conferenza dei Servizi decisoria del 23 luglio 2009 ha ritenuto approvabili anche la realizzazione della barriera idraulica e del relativo impianto di trattamento delle acque di falda (a condizione che, nel caso in cui il monitoraggio successivo ne dimostri l'efficacia, Syndial progetti e realizzi la barriera fisica fronte mare) e l'avvio del primo lotto di interventi sui suoli tramite tecnologie in situ, a condizione che siano asportati tutti i rifiuti presenti sulle aree, individuati sulla base di apposito sopralluogo. In un primo momento il fondo per rischi e oneri ambientali del bilancio di Syndial accoglieva uno stanziamento di 102,867 milioni di euro a fronte dei prevedibili oneri dell'originario progetto di bonifica, non ritenendo la società di aver alcuna responsabilità per il danno ambientale in considerazione del limitato periodo di gestione delle attività industriali e delle responsabilità assunte dal commissario delegato per non aver di fatto svolto alcuna attività nel periodo di gestione della bonifica. Successivamente, a fronte del nuovo progetto di bonifica, il fondo rischi ambientali è stato integrato di 153,663 milioni di euro per un totale di circa 257 milioni di euro. L'integrazione di 153,663 milioni di euro è costituita da un incremento di Syndial pari a 33,663 milioni e dall'accantonamento di Eni pari a 121 milioni di euro derivanti dalle garanzie prestate da Eni all'odierna Syndial con l'accordo del 3 settembre 2001 relativo alla incorporazione in EniChem di Agricoltura SpA (in liquidazione) e con il contratto di acquisto delle azioni Singea del 22 aprile 2002. Non si è ritenuto di stanziare l'intero onere stimato del progetto di bonifica (390 milioni di euro) in considerazione della sua approvazione solo parziale. Quanto stanziato a fondo rischi ambientali viene progressivamente utilizzato per l'esecuzione degli interventi di bonifica. Per completezza si segnala che era stata avviata nel 2003 dal Commissario delegato e dalla Regione Calabria una prima azione di richiesta di risarcimento del danno, azione nella quale era intervenuta anche la Provincia di Crotone. Nel maggio 2002 il Tribunale di Milano ha accolto l'eccezione formulata da Syndial sulla nullità della procura a margine dell'atto di citazione e respinto le domande di risarcimento. Pende l'appello avverso tale decisione. Syndial, Provincia di Crotone e Presidenza del Consiglio dei Ministri hanno precisato le conclusioni e successivamente depositato comparse conclusionali e memorie di replica. Con sentenza 143/2011, depositata il 20 gennaio 2011, la Corte d'Appello di Milano ha accolto pienamente le difese di Syndial, rigettando le richieste di: Presidenza del Consiglio dei Ministri, Ministero dell'Ambiente, Commissario Delegato per la Regione Calabria e Provincia di Crotone. La Corte d'Appello, oltre a confermare l'invalidità dell'intero giudizio, ha, inoltre, accolto anche un'eccezione di merito sollevata da Syndial, affermando l'inammissibilità di un risarcimento frazionato per danni che traggono origine da fattispecie già all'esame di altro giudice (si tratta delle cause riunite pendenti dinanzi al Tribunale di Milano). La Corte d'Appello ha, infine, condannato le controparti a rimborsare a Syndial le spese legali. Le domande formulate in questa prima causa, erano, nella loro sostanza, assorbite da quelle formulate nei due posteriori giudizi di cui sopra.

- (iv) **Atto di citazione per risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore – Ente procedente: Ministero dell'Ambiente.** Nel 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 di euro 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. Sulla base di tali pareri legali e tecnici, condivisi anche da consulenti esterni in materia di principi contabili, è stato confermato di non effettuare alcun accantonamento a fronte del contenzioso in oggetto nel bilancio chiuso al 31 dicembre 2008. Ai primi di luglio 2009, Syndial ha notificato al Ministero dell'Ambiente l'atto di appello alla sentenza di primo grado. Nell'atto di appello Syndial ha altresì presentato istanza di sospensiva della esecutività della sentenza di primo grado. Il Ministero dell'Ambiente, nell'appello incidentale presentato, ha chiesto alla Corte di Appello di riformare la sentenza di primo grado condannando Syndial, in aggiunta a quanto già deciso dal Tribunale di primo grado, all'ulteriore importo di 1 miliardo e 900 milioni di euro o, in subordine, di 1 miliardo e 300 milioni di euro. All'udienza dell'11 dicembre 2009 la Corte di Appello, preso atto della modifica alla normativa sul danno ambientale, a opera dell'art. 5 bis, DL 135/2009, e su richiesta dell'Avvocatura dello Stato, ha disposto il rinvio al 28 maggio 2010, in attesa che il Ministero dell'Ambiente emetta il decreto di determinazione dei criteri di quantificazione del risarcimento per equivalente patrimoniale del danno ambientale, ai sensi del suddetto art. 5 bis, DL 135/2009. L'Avvocatura si è impegnata a non escutere la sentenza sino alla nuova udienza. All'udienza del 28 maggio 2010, Syndial ha chiesto un ulteriore rinvio nella perdurante attesa che venga emanato, da parte del Ministero dell'Ambiente, il regolamento previsto dall'art. 5 bis, DL 135/2009, di determinazione dei criteri di determinazione del risarcimento monetario del danno ambientale. L'Avvocatura dello Stato ha aderito alla richiesta di rinvio, precisando che l'adesione al rinvio è motivata, altresì, dalle trattative in corso tra le parti, finalizzate alla soluzione globale del contenzioso, e rappresentando la disponibilità a non chiedere l'esecuzione della sentenza di primo grado impugnata fino alla data della prossima udienza. Il giudice, mettendo a verbale quanto sopra, ha rinviato l'udienza al 29 ottobre 2010. A tale udienza il giudice, avendo verificato che le trattative sono tuttora in corso, ha nuovamente rinviato la causa al 29 gennaio 2011. L'udienza del 29 gennaio 2011 è stata nuovamente rinviata al 30 settembre 2011 per i medesimi motivi. Nel contenzioso relativo al sito di Pieve Vergonte, in corso avanti al TAR Piemonte e che riguarda l'impugnazione del Decreto Ministeriale con il quale il Ministero dell'Ambiente ha disposto: (i) il potenziamento della barriera idraulica posta a protezione del sito; (ii) la presentazione di un progetto di bonifica del Lago Maggiore, il TAR Piemonte ha emesso sentenza di merito con la quale sono stati respinti i ricorsi di Syndial. Tuttavia le prescrizioni del Ministero dell'Ambiente con riguardo agli interventi sul lago sono state modificate dal TAR Piemonte e riformulate dovendosi intendere tali prescrizioni come semplice attività d'indagine e conoscitiva. Contro tale sentenza, Syndial ha presentato ricorso con sospensiva innanzi al Consiglio di Stato. Il giudizio è stato rinviato a data da destinarsi, in considerazione dell'avvio dell'iter di approvazione del piano di caratterizzazione da parte della Conferenza dei Servizi che, con verbale del 28 aprile 2009, lo ha approvato, con prescrizioni. Syndial ha impugnato tale verbale, e il relativo Decreto Approvativo Ministeriale. L'impugnazione è stata proposta non per contestare il contenuto del piano di caratterizzazione, a cui la società sta dando corso, ma soltanto per evitare di prestare implicitamente acquiescenza alla richiesta del Ministero (contestata nei ricorsi pendenti) che configura l'obbligo in capo a Syndial di eseguire la bonifica. Syndial ha inoltre presentato un piano di bonifica della falda e dei suoli che non è stato approvato, essendo state imposte le prescrizioni contestate nel procedimento sopra descritto. L'eventuale soccombenza in sede amministrativa implicherebbe l'obbligo per Syndial di sostenere oneri di bonifica, al momento non quantificabili, che comunque sarebbero fatti valere come risarcimenti in forma specifica da poter portare in deduzione da quanto potrebbe essere imposto a titolo di risarcimento del danno ambientale nell'ambito del contenzioso civile pendente avanti alla Corte di Appello di Torino.

(v) **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 di euro, dei danni morali, esistenziali e all'immagine quantificati in circa 80 milioni di euro, nonché dei danni materiali e patrimoniali quantificati in circa 16 milioni di euro. 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 di euro e un massimo di 93,3 milioni di euro, da ripartire tra le diverse società che hanno gestito lo stabilimento. Nel giudizio, infatti, Syndial ha convenuto, al fine di esserne garantita, la Rumianca SpA, la Sir Finanziaria SpA e la Sogemo SpA, che in precedenza erano state proprietarie del sito. È stata disposta la CFU che si è conclusa con il deposito della relazione finale le cui risultanze quantificano il danno ambientale in circa 15 milioni di euro. Con sentenza del marzo 2008, il Tribunale di Genova ha respinto, in quanto infondate, tutte le domande proposte dal Comune di Carrara e dal Ministero dell'Ambiente. Nel giugno 2008 il Comune di Carrara e il Ministero dell'Ambiente hanno notificato atto di appello avverso la sentenza di primo grado, ribadendo le richieste avanzate in primo grado. La società si è costituita nei giudizi d'appello, contestando le richieste attoree. Il giudizio è proseguito senza integrazione dell'istruttoria rispetto a quella già svolta in primo grado. La causa è stata rinviata al 12 gennaio 2011 per la precisazione delle conclusioni. In tale udienza le parti hanno precisato le loro conclusioni ed il giudice ha fissato l'udienza di assegnazione a sentenza per il 6 ottobre 2011.

(vi) **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 e Eni Divisione Refining & Marketing, 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, eccedendo in particolare le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada. Il TAR Catania con sentenza n. 1254/2007, ha annullato nel merito le suddette prescrizioni. Avverso la decisione del TAR il Ministero dell'Ambiente e i Comuni di Augusta e Melilli hanno proposto appello, avanti al Consiglio di Giustizia Amministrativa della Regione Sicilia, appello per l'annullamento della sentenza, formulando anche istanza

77058/460

cautelare di sospensione dell'efficacia del provvedimento impugnato. La domanda di sospensione formulata dagli appellanti è stata accolta dal CGA. Le prescrizioni oggetto di tale pronuncia sono state reiterate dal Ministero dell'Ambiente con ulteriori provvedimenti che le società hanno provveduto ad impugnare e i cui effetti sono stati nuovamente oggetto di sospensione cautelare da parte del TAR Catania. Nel gennaio 2008 è stata emessa la sentenza del TAR Catania n. 200/08 che accoglie anche gli ulteriori ricorsi, aventi a oggetto analoghe prescrizioni. Nel giugno 2008 anche detta sentenza è stata appellata dal Ministero dell'Ambiente e dai Comuni di Augusta e Melilli avanti al Consiglio di Giustizia Amministrativa, senza tuttavia istanza di sospensiva. L'udienza per la discussione di entrambi gli appelli pendenti avanti il CGA, in origine fissata all'11 dicembre 2008, è stata poi rinviata sine die per la pendenza delle questioni pregiudiziali dinanzi alla Corte di Giustizia della Comunità Europea (v. infra). Inoltre, nell'aprile 2008, le società hanno impugnato anche le determinazioni della Conferenza di Servizi del 20 dicembre 2007, per la parte in cui l'amministrazione ha mostrato di voler proseguire nelle opere di bonifica dei sedimenti della Rada di Augusta con la realizzazione di ulteriori interventi. In tale procedimento il TAR Catania ha disposto una CTU, depositata in data 20 febbraio 2009, che è favorevole alle ragioni delle società ricorrenti. Il giudizio prosegue. Nel maggio 2008, le società hanno inoltre impugnato avanti il TAR Catania, con istanza di sospensione cautelare, anche le determinazioni della Conferenza di Servizi del 6 marzo 2008 (ed altri provvedimenti successivi), per contestare nuovamente una richiesta di integrazione del progetto definitivo di bonifica della falda con opere di marginamento fisico, nonché "nuovi criteri" cui l'amministrazione ha condizionato la restituzione di aree agli usi legittimi. Nell'ambito di tale ultimo procedimento, su richiesta delle società ricorrenti, il TAR Catania ha rimesso alla Corte di Giustizia della Comunità Europea alcune questioni interpretative della normativa comunitaria, pregiudiziali alla decisione dei ricorsi, quali i principi del "chi inquina paga", di proporzionalità, buon andamento e ragionevolezza con riferimento alla riparazione del danno ambientale. Si era in attesa della sentenza della Corte di Giustizia della Comunità Europea: tale pronuncia è stata emessa il 9 marzo 2010 ed è tendenzialmente favorevole agli interessi delle tre Società, precisando tra l'altro che nell'interpretazione del principio "chi inquina paga" resta centrale l'accertamento del "nesso di causalità" e la ricerca dell'effettivo responsabile dell'inquinamento. A valle della pronuncia della Corte di Giustizia, il TAR Catania ha fissato l'udienza per la trattazione delle domande cautelari al 15 aprile 2010. In tale data, essendo stata fissata dal TAR l'udienza di merito a breve (21 ottobre 2010) le parti hanno rinunciato alla discussione della sospensiva. All'udienza del 21 ottobre 2010 i ricorsi sono stati regolarmente trattenuti in decisione e si attende la pubblicazione della sentenza. 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 della estraneità del Gruppo Eni alla contaminazione; c) pericolosità dei dragaggi. All'esito di tali accertamenti tecnici, la Procura ha richiesto l'archiviazione del procedimento.

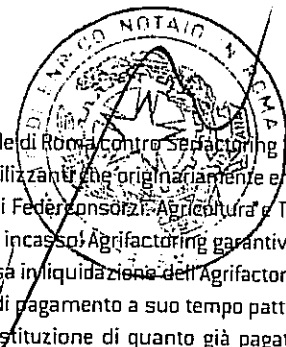
Eni SpA

(vii) **Procedura di amministrazione straordinaria delle compagnie aeree Volare Group, Volare Airlines e Air Europe.** Nel marzo 2009 è stato notificato a Eni 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 debtrici, e cioè dal 30 novembre 2003 al 29 novembre 2004, per un ammontare complessivo indicato in circa 46 milioni di euro oltre interessi. Eni Adfin ed Eni si sono costituite e all'udienza del 5 maggio 2010 la causa è stata trattenuta in riserva per la decisione sui mezzi istruttori. Il Tribunale ha successivamente ammesso prove testimoniali e il procedimento prosegue per l'escussione dei testi. Eni ha effettuato accantonamento al fondo rischi.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrali

Syndial SpA (ex EniChem SpA)

(i) **Serfactoring SpA: cessione crediti.** Nel 1991 Agrifactoring SpA ha avviato un'azione giudiziaria avanti al Tribunale di Roma contro Serfactoring SpA. La pretesa ha per oggetto crediti per 182 milioni di euro (oltre interessi e rivalutazione) relativi a forniture di fertilizzanti che originariamente erano vantati da EniChem Agricoltura SpA e Terni Industrie Chimiche SpA (oggi entrambe Syndial SpA) nei confronti di Federconsorzi Agricoltura e Terni Industrie Chimiche cedevano questi crediti a Serfactoring, che poi conferiva ad Agrifactoring mandato per il loro incasso. Agrifactoring garantiva di pagare l'ammontare di tali crediti a Serfactoring a prescindere dall'effettivo incasso. Successivamente alla messa in liquidazione dell'Agrifactoring, il liquidatore ha avviato il suddetto procedimento affermando che si era verificata la decadenza della garanzia di pagamento a suo tempo pattuita in conseguenza dell'intervenuta messa in liquidazione del debitore Federconsorzi, pretendendo quindi la restituzione di quanto già pagato a Serfactoring e non corrisposto ad Agrifactoring da Federconsorzi. L'odierna Syndial e Serfactoring, quest'ultima in via riconvenzionale, hanno agito a loro volta contro Agrifactoring in liquidazione chiedendo la somma complessiva di 97 milioni di euro circa a titolo di risarcimento dei danni, importo corrispondente all'ammontare complessivo delle fatture emesse nei confronti di Federconsorzi rimaste insolute. Questo ammontare è stato successivamente ridotto a 46 milioni di euro circa a seguito del pagamento parziale dei crediti originari da parte del liquidatore della Federconsorzi e di altre compensazioni. Le cause riunite sono state decise dal Tribunale con sentenza parziale depositata il 24 febbraio 2004. La domanda di Agrifactoring – ridotta in sede di CTU all'importo, per sorte capitale, di 42,3 milioni di euro circa – è stata rigettata e quest'ultima è stata condannata al risarcimento del danno in favore di Serfactoring e Syndial, da determinare nel proseguimento del giudizio. È stato proposto appello da Agrifactoring e nel giugno 2008 la causa è stata decisa con sentenza parziale che, riformando la sentenza di primo grado, ha accolto le domande proposte da Agrifactoring, condannando Serfactoring a restituire ad Agrifactoring quanto da quest'ultima pagato alla prima e non rimborsato da Federconsorzi. La Corte, ha disposto il rinnovo della CTU contabile, al fine, preliminarmente, di accertare l'importo complessivo corrisposto da Agrifactoring a



Serfactoring e l'importo complessivo corrisposto da Federconsorzi ad Agrifactoring e quindi di determinare il quantum da restituire a Agrifactoring; la CTU contabile è stata depositata il 28 settembre 2010 e determina il saldo a debito della Serfactoring in euro 48,98 milioni circa al netto dei pagamenti ricevuti da Agrifactoring da parte di Federconsorzi. Syndial e Serfactoring hanno predisposto e depositato una nota di commento fortemente critica. All'udienza del 28 ottobre 2010, le società Eni hanno insistito affinché il CI rivolgesse ai CTU una richiesta di chiarimenti in ordine ai criteri seguiti per la determinazione degli importi portati in perizia. Dopo essersi riservato, il CI, con ordinanza del 5 novembre 2010, ha rinviato la causa al 24 febbraio 2011 per chiarimenti da parte dei CTU, da evidenziarsi in forma chiara ed esauriente e da prodursi in forma scritta. All'udienza del 24 febbraio 2011 sono stati depositati i chiarimenti dei periti. La causa è stata rinviata al 28 aprile 2011 per la precisazione delle conclusioni. Serfactoring e Syndial (in via cautelativa, avendo già formulato riserva di gravame) hanno proposto ricorso per Cassazione avverso la suddetta sentenza parziale del 2008 della Corte di Appello di Roma. Agrifactoring ha a sua volta presentato controricorso, chiedendo la dichiarazione di inammissibilità o il rigetto del ricorso. Eni ha effettuato accantonamento al fondo rischi.

Saipem SpA

- (ii) **CEPAV Uno e CEPV Due.** Saipem partecipa ai consorzi CEPV Uno (Saipem 50,36%) e CEPV Due (Saipem 52%) che nel 1991 hanno stipulato con TAV SpA (ora RFI SpA) due convenzioni per la realizzazione, rispettivamente, delle tratte ferroviarie ad alta capacità/velocità Milano-Bologna (in fase di realizzazione) e Milano-Verona (in fase di progettazione). Nell'ambito del progetto di realizzazione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna, il 27 giugno 2003 è stato stipulato un addendum al contratto tra il consorzio CEPV Uno e il committente TAV, in cui sono state ridefinite alcune condizioni contrattuali. Successivamente, il consorzio ha chiesto al committente il prolungamento dei tempi di ultimazione dei lavori e un'integrazione del corrispettivo di circa 800 milioni di euro poi aggiornato a 1.770 milioni di euro. Il consorzio e TAV hanno tentato di comporre amichevolmente la divergenza, interrompendo le trattative il 14 marzo 2006, a seguito delle proposte del TAV giudicate insoddisfacenti dal consorzio. Il 27 aprile 2006 è stata notificata a TAV domanda di arbitrato, come previsto dalle clausole contrattuali. La fase istruttoria dell'arbitrato è attualmente in corso e, dopo il deposito della CTU, avvenuto in data 30 luglio 2010 e, le cui risultanze sono parzialmente favorevoli per la società, alle successive udienze sono state depositate memorie sulle questioni pregiudiziali e le relative repliche. Alla prossima udienza del 20 marzo 2011 dovrebbero essere depositate le note critiche alla CTU. Il termine per il deposito del lodo è attualmente fissato al 27 dicembre 2011. In data 23 marzo 2009 il Collegio Arbitrale, rispondendo ad uno specifico quesito sottopostogli incidentalmente dalle parti, ha emesso un lodo parziale, che ha in sostanza sancito la possibilità per TAV di effettuare verifiche contabili estese anche ai subappalti affidati dal Consorzio, dagli assegnatari o dagli appaltatori. Il Consorzio, assumendo che detto lodo parziale fosse viziato, in data 8 aprile 2010 ha notificato alla controparte l'impugnazione dello stesso avanti la Corte di Appello di Roma, ai fini di ottenerne l'annullamento. Nell'ambito del progetto della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Verona, il consorzio CEPV Due ha consegnato nel dicembre 2004 il progetto definitivo dell'opera, sviluppato, come previsto dalla Legge 443/2001 cosiddetta "legge obiettivo", sulla base del progetto preliminare approvato dal CIPE. Relativamente all'arbitrato, avviato il 28 dicembre 2000, intentato dal consorzio nei confronti di TAV per ottenere il riconoscimento dei danni subiti a seguito dei ritardi imputabili a TAV nell'esecuzione delle attività di sua competenza, nel gennaio 2007 il collegio arbitrale con lodo parziale si è espresso a favore del consorzio ribadendo il diritto al recupero dei maggiori costi sostenuti per le attività di progettazione. La perizia, volta alla loro determinazione è stata depositata il 19 ottobre 2009. Il giudizio si è concluso in data 23 febbraio 2010 con il deposito del lodo, che ha condannato TAV a corrispondere al consorzio CEPV Due la somma di euro 44.176.787 oltre gli interessi legali e la rivalutazione monetaria dalla data della domanda di arbitrato al saldo; ha inoltre condannato TAV al pagamento di ulteriori euro 1.115.000 oltre interessi e rivalutazione dal 30 ottobre 2000 al saldo. TAV ha proposto ricorso avanti la Corte di Appello di Roma avverso il lodo arbitrale parziale del gennaio 2007 e l'udienza di precisazione delle conclusioni è prevista per il 28 gennaio 2011. Nel febbraio 2007 il consorzio CEPV Due ha notificato a TAV una seconda domanda di arbitrato in seguito all'entrata in vigore del Decreto Legge n. 7 del 31 dicembre 2007 che aveva revocato, tra l'altro, la concessione rilasciata a suo tempo dall'Ente Ferrovia dello Stato a TAV SpA, per la realizzazione della tratta ferroviaria alta velocità Milano-Verona. Gli effetti della revoca si estendevano anche alla convenzione che CEPV Due aveva stipulato con TAV SpA nel 1991. L'art. 12 del Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008, convertito con Legge 133/2008, ha poi disposto la "abrogazione della revoca delle concessioni TAV" e pertanto la convenzione stipulata da CEPV Due con TAV SpA nel 1991 prosegue senza soluzione di continuità con RFI (Rete Ferroviaria Italiana) SpA. Il secondo giudizio arbitrale è comunque proseguito per la determinazione dei danni subiti dal consorzio anche in data antecedente la revoca della concessione e si è in attesa che il collegio arbitrale disponga la Consulenza Tecnica d'Ufficio volta alla loro quantificazione. La procedura arbitrale risulta allo stato sospesa, essendo pendenti trattative tra le parti per la firma dell'Atto Integrativo alla Convenzione e per il raggiungimento di un accordo transattivo riguardante sia l'arbitrato già terminato sia quello tuttora pendente. Il termine per il deposito del lodo era fissato al 31 dicembre 2010.

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

3.1 Antitrust

Eni SpA

- (i) **Abuso di posizione dominante di Snam riscontrato dall'AGCM.** Nel marzo 1999 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, a conclusione dell'istruttoria avviata nel 1997, ha: (i) riscontrato da parte della Snam SpA (incorporata in Eni SpA nel 2002) l'abuso di posizione dominante nel mercato del trasporto e distribuzione primaria del gas naturale in relazione alle tariffe di vettoriamento applicate e all'ammissibilità dei produttori al vettoriamento; (ii) irrogato la sanzione pecuniaria di 2 milioni di euro; (iii) chiesto l'eliminazione delle infrazioni accertate. La Snam, nella convin-