

## □ 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 (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza di esercizio coerentemente al periodo lavorativo necessario all’ottenimento dei benefici; la valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.

Gli utili e le perdite attuariali relative 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 (cd. 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, 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 del periodo.

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 nel periodo 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*). Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell’ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (*claims*) derivanti, ad esempio, da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell’ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.

I ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse. Le permuta 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 proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all’atto del realizzo attraverso la cessione.

I canoni relativi a *leasing* operativi sono rilevati a conto economico lungo la durata del contratto.

I costi per il personale includono, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono, le *stock grant* e *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'incentivazione (cd. *vesting period*)<sup>8</sup>. Il *fair value* delle *stock grant* è rappresentato dal valore corrente dell'azione alla data di assunzione dell'impegno, ridotto del valore attuale dei dividendi attesi nel *vesting period*. 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 grant* e delle *stock option* è rilevato con contropartita alla voce "Altre riserve".

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

#### ☐ Differenze cambio

I ricavi e i costi relativi a operazioni in moneta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.

Le attività e passività monetarie in moneta diversa da quella funzionale sono convertite nella moneta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura del periodo di riferimento con imputazione dell'effetto a conto economico. Le attività e passività non monetarie 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 del valore.

#### ☐ Dividendi

I dividendi sono rilevati alla data di assunzione della delibera da parte dell'assemblea, salvo quando non 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 correnti". I debiti e i crediti tributari per imposte 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.

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 (cd. *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".

I derivati sono classificati 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*

(8) Per le *stock grant*, periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data in cui le azioni sono assegnate; per le *stock option*, periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data in cui l'opzione può essere esercitata.

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 (cd. *normal sale and normal purchase exemption* o *own use exemption*).

### Schemi di bilancio

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti<sup>9</sup> e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura<sup>10</sup>. Il prospetto delle variazioni del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi del periodo, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è definito secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile del periodo delle altre componenti di natura non monetaria.

## ■ 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 incerta. Le modifiche delle condizioni alla base dei 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 estratte negli anni futuri 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 siano stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Inizialmente tutte le riserve classificate come certe sono categorizzate come riserve certe non sviluppate. Il successivo passaggio da riserve certe non sviluppate a sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza del *first oil*. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.

La produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta dai pozzi e le analisi di giacimento successive possono comportare delle revisioni significative in aumento o in diminuzione. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sui volumi delle riserve certe rispetto alla stima iniziale e, nel caso di *Production Sharing Agreement* e contratti di *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 riser-

(9) A partire dall'esercizio 2007 le voci relative alle attività/passività per imposte correnti sono articolate nelle voci attività/passività per imposte sul reddito correnti e attività/passività per altre imposte correnti. I corrispondenti valori dell'esercizio posto a confronto sono stati riclassificati. Negli esercizi precedenti l'informativa relativa alle attività/passività correnti per imposte sul reddito e altre imposte era indicata nelle note al bilancio.

(10) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi - "Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

ve 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 e, per gli asset minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve certe. 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.

La svalutazione è determinata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'utilizzo dell'attività al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.

Nel caso delle attività minerarie, 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. Il livello futuro di produzione è stimato sulla base delle assunzioni relative a una serie di fattori, tra i quali i prezzi futuri degli idrocarburi, i costi di estrazione e di sviluppo, il declino produttivo dei giacimenti, l'offerta e la domanda di idrocarburi e gli sviluppi del quadro normativo.

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. Precedentemente, i prezzi del greggio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi utilizzati nella quantificazione dei flussi di cassa erano desunti interamente dalle assunzioni di pianificazione Eni.

L'avviamento 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 all'avviamento, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato (*cash generating unit*) al quale l'avviamento 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 dell'avviamento a essa attribuito è superiore al valore recuperabile, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria all'avviamento fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto all'avviamento è rilevata 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 queste passività 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 utilizza-



re 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 ad avviamento, se negativa è rilevata 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 (titoli di Stato) e sulle aspettative inflazionistiche dei Paesi interessati; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflattiva 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 la mortalità, il *turnover*, l'invalidità e altro 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 rilevate 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 (cd. 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.

### **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 e ogni altro elemento utile per quantificare con sufficiente precisione i futuri costi e i tempi attesi per il completamento del progetto. Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (*claims*), derivanti ad esempio da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.

## ■ Principi contabili di recente emanazione

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

Con il regolamento n. 1358/2007 emesso dalla Commissione Europea in data 21 novembre 2007, è stato omologato l'*IFRS 8 "Settori Operativi"*, in sostituzione dell'attuale IAS 14 "*Informativa di settore*", che prevede la presentazione dell'informativa di settore coerentemente con le modalità adottate dal *management* per l'assunzione delle decisioni operative. Pertanto l'identificazione dei settori operativi avviene sulla base della reportistica interna che è oggetto di regolare analisi da parte del *management* ai fini dell'allocatione delle risorse ai diversi segmenti e dell'analisi delle relative *performance*. Le disposizioni dell'*IFRS 8* sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2009.

Con il regolamento n. 611/2007 emesso dalla Commissione Europea in data 1° giugno 2007, è stata omologata l'interpretazione *IFRIC 11 "IFRS 2 - Operazioni con azioni proprie e del gruppo"* che stabilisce, tra l'altro, i criteri di rilevazione e valutazione da applicare nei bilanci separati delle controllate derivanti dai piani di incentivazione basati su azioni della controllante. Le disposizioni dell'interpretazione sono efficaci a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio a partire dal 1° marzo 2007 (per Eni: bilancio 2008).

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

In data 29 marzo 2007 lo IASB ha emesso la versione aggiornata dello IAS 23 "*Oneri finanziari*", che stabilisce la capitalizzazione degli oneri finanziari sostenuti per l'acquisizione, costruzione o produzione di un bene (che richiede un rilevante periodo di tempo prima di essere pronto per l'uso previsto o la vendita); rispetto all'attuale versione è stata eliminata la possibilità di rilevare detti oneri finanziari a conto economico per competenza. Le disposizioni della nuova versione dello IAS 23 sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2009.

In data 6 settembre 2007, lo IASB ha emesso la versione aggiornata dello IAS 1 "*Presentazione del bilancio*", introducendo, tra l'altro, l'obbligo di presentazione del prospetto dell'utile complessivo rappresentato dal risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli *IFRS* sono rilevati direttamente a patrimonio netto. Le disposizioni della nuova versione dello IAS 1 sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2009.

In data 10 gennaio 2008 lo IASB ha emesso la versione aggiornata dell'*IFRS 3 "Aggregazioni aziendali"* e dello IAS 27 "*Bilancio consolidato e separato*". Le nuove disposizioni dell'*IFRS 3* stabiliscono, tra l'altro, l'imputazione a conto economico dei costi accessori connessi con l'operazione di *business combination* nonché la facoltà di rilevare l'intero ammontare dell'avviamento derivante dall'operazione considerando pertanto anche la quota attribuibile alle interessenze di minoranza (cd. *full goodwill method*). Le nuove disposizioni inoltre modificano l'attuale criterio di rilevazione delle acquisizioni in fasi successive prevedendo l'imputazione a conto economico della differenza tra il *fair value* alla data di acquisizione del controllo delle attività nette precedentemente detenute e il relativo valore di iscrizione.

La nuova versione dello IAS 27 stabilisce, tra l'altro, che gli effetti derivanti dall'acquisizione (cessione) di quote di partecipazioni successivamente all'assunzione del controllo (senza perdita di controllo) sono rilevati a patrimonio netto. Inoltre le nuove disposizioni stabiliscono che nel caso di cessione di parte delle quote di partecipazioni detenute con corrispondente perdita di controllo, la partecipazione mantenuta è adeguata al relativo *fair value* e la rivalutazione concorre alla formazione della plusvalenza (minusvalenza) derivante dall'operazione di cessione.

Le disposizioni delle nuove versioni dell'IFRS 3 e dello IAS 27 sono applicabili a partire dagli esercizi che iniziano il, o dopo il, 1° luglio 2009 (per Eni: bilancio 2010).

In data 17 gennaio 2008 lo IASB ha emesso la versione aggiornata dell'IFRS 2 "*Pagamenti basati su azioni*", che specifica i criteri da adottare in caso di annullamento di strumenti di capitale assegnati ai dipendenti nonché la circostanza che l'attribuzione degli strumenti di capitale assegnati può essere subordinata esclusivamente al soddisfacimento di condizioni connesse con l'attività di servizio da parte del dipendente ovvero alle *performance* aziendali. Le disposizioni della nuova versione dell'IFRS 2 sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2009.

In data 30 novembre 2006 l'IFRIC ha emesso l'interpretazione IFRIC 12 "*Service Concession Arrangements*" che definisce i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per gli accordi tra settore pubblico e privato relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione. Le disposizioni dell'IFRIC 12 sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2008.

In data 28 giugno 2007 l'IFRIC ha emesso l'interpretazione IFRIC 13 "*Customer Loyalty Programmes*" che definisce i criteri di rilevazione e valutazione dei programmi di fidelizzazione predisposti dalle imprese a favore dei clienti che attraverso i loro acquisti beneficiano di premi, sconti o assegnazioni gratuite di prodotto. In particolare, l'interpretazione stabilisce l'allocazione di una parte del ricavo conseguito dalla vendita ai punti premio e la loro valorizzazione al relativo *fair value*. Le disposizioni dell'IFRIC 13 sono efficaci a partire dai bilanci degli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° luglio 2008 (per Eni: bilancio 2009).

In data 5 luglio 2007 l'IFRIC ha emesso l'interpretazione IFRIC 14 "*The Limit on a Defined Benefit Asset, Minimum Funding Requirements and Their Interaction*" che fornisce una guida per la determinazione e rilevazione di eventuali attività rappresentative degli ammontari eccedenti le passività dei fondi per benefici verso i dipendenti. Inoltre l'interpretazione stabilisce i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per i diritti di rimborso o di riduzioni di future contribuzioni ai piani per benefici verso i dipendenti. Le disposizioni dell'IFRIC 14 sono efficaci a partire dal 1° gennaio 2008.

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

## ■ Note al bilancio consolidato

### Attività correnti

#### ① Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 2.114 milioni di euro (3.985 milioni di euro al 31 dicembre 2006) comprendono attività finanziarie originariamente esigibili entro 90 giorni per 415 milioni di euro (240 milioni di euro al 31 dicembre 2006). Le attività finanziarie esigibili entro 90 giorni riguardano essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore. Il decremento di 1.871 milioni di euro è riferito principalmente alla società finanziaria Eni Coordination Center SA (2.686 milioni di euro); questo decremento è stato parzialmente assorbito dall'incremento di Banque Eni SA (526 milioni di euro).

#### ② Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita

Le altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
<b>Partecipazioni</b>		<b>2.476</b>
<b>Titoli strumentali all'attività operativa:</b>		
- Titoli quotati emessi dallo Stato italiano	329	229
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari italiani ed esteri	80	27
- Altri titoli non quotati	11	3
	<b>420</b>	<b>259</b>
<b>Titoli non strumentali all'attività operativa:</b>		
- Titoli quotati emessi dallo Stato italiano	508	168
- Titoli quotati emessi da Istituti finanziari italiani ed esteri	40	5
- Altri titoli non quotati	4	1
	<b>552</b>	<b>174</b>
<b>Totale titoli</b>	<b>972</b>	<b>433</b>
	<b>972</b>	<b>2.909</b>

La voce Partecipazioni di 2.476 milioni di euro riguarda il valore attribuito alla partecipazione del 20% nel capitale sociale di OAO Gazprom Neft, società quotata alla borsa di Londra, acquisita il 4 aprile 2007 in esito all'aggiudicazione dell'asta per il secondo lotto degli asset ex-Yukos nell'ambito della relativa procedura di liquidazione. La classificazione in questa voce è stata effettuata in considerazione dell'opzione di acquisto attribuita da Eni a Gazprom sull'intero 20% di OAO Gazprom Neft, esercitabile entro 24 mesi a partire dalla data di aggiudicazione dell'asta, ad un prezzo corrispondente a quello di aggiudicazione, detratti i dividendi e aumentato degli eventuali aumenti di capitale, della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente e dei costi accessori di finanziamento. In applicazione della *fair value option* prevista dallo IAS 39, la partecipazione è valutata al *fair value* con imputazione degli effetti della variazione del *fair value* a conto economico, anziché tra le riserve di patrimonio netto, al fine di assicurare la simmetria con la rappresentazione a conto economico del derivato rappresentato dalla relativa *call option*. Pertanto, il valore di iscrizione della partecipazione è pari al suo *fair value*, espresso dalla quotazione di borsa, rettificato del *fair value* attribuito all'opzione di acquisto attribuita a Gazprom e corrisponde al prezzo d'esercizio dell'opzione al 31 dicembre 2007.

I titoli di 433 milioni di euro (972 milioni di euro al 31 dicembre 2006) sono disponibili per la vendita. Il decremento di 539 milioni di euro è riferito principalmente alle estinzioni dei titoli posseduti da Eni SpA (235 milioni di euro) e da Padana Assicurazioni SpA (213 milioni di euro), nonché dalla riclassifica ad Attività destinate alla vendita dei titoli posseduti dalla Padana Assicurazioni SpA (125 milioni di euro). Al 31 dicembre 2006 e al 31 dicembre 2007 Eni non deteneva attività finanziarie negoziabili.



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

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2006	Realizzo a conto economico	Valore al 31.12.2007
Effetto valutazione al <i>fair value</i>	8	(6)	2
Passività per imposte differite	2	(2)	
Altre riserve di patrimonio netto	6	(4)	2

Il realizzo a conto economico della riserva derivante dalla valutazione al *fair value* dei titoli di 6 milioni di euro e delle relative passività per imposte differite di 2 milioni di euro è rilevato rispettivamente nei proventi finanziari e nelle imposte sul reddito ed è riferito essenzialmente all'estinzione dei titoli posseduti da Eni SpA (v. nota n. 27 "Patrimonio netto").

I titoli strumentali all'attività operativa di 259 milioni di euro (420 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riguardano titoli a copertura delle riserve tecniche delle società assicurative di Gruppo per 256 milioni di euro (417 milioni di euro al 31 dicembre 2006). Il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.

### 3 Crediti commerciali e altri crediti

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

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Crediti commerciali	15.230	15.609
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	242	357
- strumentali all'attività operativa - quote a breve termine di crediti a lungo termine	4	27
- non strumentali all'attività operativa	143	990
	389	1.374
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	100	125
- altri	3.080	3.568
	3.180	3.693
	18.799	20.676

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 935 milioni di euro (874 milioni di euro al 31 dicembre 2006):

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2006	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2007
Crediti commerciali	587	98	(38)	(52)	595
Altri crediti	287	109	(7)	(49)	340
	874	207	(45)	(101)	935

I crediti commerciali al 31 dicembre 2007 comprendono la compensazione dei crediti e dei debiti di natura commerciale di Eni North Africa BV verso la National Oil Company (Ente di Stato libico) a seguito degli accordi intervenuti con la controparte (1.798 milioni di euro).

I crediti commerciali comprendono ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione per 156 milioni di euro (70 milioni di euro al 31 dicembre 2006).

I crediti commerciali scaduti e non svalutati ammontano a 1.844 milioni di euro, di cui 999 milioni di euro scaduti da 1 a 90 giorni, 145 milioni di euro scaduti da 3 a 6 mesi, 329 milioni di euro scaduti da 6 a 12 mesi e 371 milioni di euro scaduti da oltre 12 mesi.

Questi crediti riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche e altre controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi, gas naturale e prodotti petrolchimici.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 384 milioni di euro (246 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riguardano crediti concessi a società controllate non consolidate, controllate congiunte e collegate per 246 milioni di euro (241 milioni di euro al 31 dicembre 2006) e depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd per 112 milioni di euro. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 990 milioni di euro (143 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riguardano per 898 milioni di euro un deposito di Eni SpA a garanzia dell'esposizione su contratti derivati di copertura *cash flow hedge*. Maggiori informazioni sono riportate alle note nn. 20 "Altre passività" correnti e 25 "Altre passività" non correnti.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Crediti verso:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	1.376	1.699
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	266	386
- compagnie di assicurazione	223	253
	1.865	2.338
Acconti per servizi	440	194
Crediti per operazioni di factoring	191	182
Altri crediti	684	979
	3.180	3.693

I crediti per operazioni di factoring di 182 milioni di euro (191 milioni di euro al 31 dicembre 2006) 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 scaduti e non svalutati ammontano a 537 milioni di euro, di cui 160 milioni di euro scaduti da 1 a 90 giorni, 19 milioni di euro scaduti da 3 a 6 mesi, 97 milioni di euro scaduti da 6 a 12 mesi e 261 milioni di euro scaduti da oltre 12 mesi. Questi crediti riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 "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.

#### 8 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

	31.12.2006					31.12.2007				
(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	436	258		682	1.376	861	299		809	1.969
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	43	20		8	71	74	27		15	116
Lavori in corso su ordinazione			353		353			553		553
Prodotti finiti e merci	2.063	536		62	2.661	1.962	703		17	2.682
Acconti	1		287	3	291			179		179
	2.543	814	640	755	4.752	2.897	1.029	732	841	5.499

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 75 milioni di euro (92 milioni di euro al 31 dicembre 2006):

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2006	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2007
	92	9	(23)	(3)	75

### 5 Attività per imposte sul reddito correnti

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

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Imprese italiane	44	634
Imprese estere	72	69
	116	703

L'incremento di 590 milioni di euro delle attività per imposte sul reddito correnti relative alle imprese italiane è riferito essenzialmente a Eni SpA e riguarda il versamento di acconti di imposta in misura eccedente rispetto alle imposte dovute per l'esercizio (557 milioni di euro).

### 6 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Iva	303	376
Accise e imposte di consumo	86	316
Altre imposte e tasse	153	141
	542	833

L'incremento delle Accise e imposte di consumo di 230 milioni di euro è riferito essenzialmente a Eni SpA e riguarda il versamento di acconti di imposta in misura eccedente rispetto alle imposte dovute per l'esercizio (235 milioni di euro).

### 7 Altre attività

Le altre attività si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Fair value su contratti derivati non di copertura	569	629
Fair value su contratti derivati di copertura <i>cash flow hedge</i>	37	10
Fair value su contratti derivati di copertura <i>fair value hedge</i>	1	
Altre attività	248	441
	855	1.080

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

(milioni di euro)	31.12.2006			31.12.2007		
	<i>Fair value</i>	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	<i>Fair value</i>	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
<b>Contratti su valute</b>						
<i>Interest currency swap</i>	137	1.075	325	170	821	291
<i>Currency swap</i>	46	4.068	1.434	69	1.596	2.881
Altri		38	4	3	18	11
	<b>183</b>	<b>5.181</b>	<b>1.763</b>	<b>242</b>	<b>2.435</b>	<b>3.183</b>
<b>Contratti su tassi d'interesse</b>						
<i>Interest rate swap</i>	66	127	3.266	91	248	3.466
	<b>66</b>	<b>127</b>	<b>3.266</b>	<b>91</b>	<b>248</b>	<b>3.466</b>
<b>Contratti su merci</b>						
<i>Over the counter</i>	35	85	177	12	75	22
Altri	285	1	850	284	2	1.218
	<b>320</b>	<b>86</b>	<b>1.027</b>	<b>296</b>	<b>77</b>	<b>1.240</b>
	<b>569</b>	<b>5.394</b>	<b>6.056</b>	<b>629</b>	<b>2.760</b>	<b>7.889</b>

Il *fair value* dei contratti derivati è stato determinato considerando modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e utilizzando parametri di mercato alla data di chiusura dell'esercizio.

Il *fair value* su contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 10 milioni di euro è relativo ad operazioni di copertura su valute poste in essere dal settore Ingegneria & Costruzioni; gli impegni di acquisto e di vendita a fronte di questi contratti ammontano rispettivamente a 48 e 132 milioni di euro. Al 31 dicembre 2006 il *fair value* su contratti derivati di copertura *cash flow hedge* di 37 milioni di euro era relativo ad operazioni di vendita futura di greggi da parte del settore Exploration & Production; gli impegni a fronte di questi contratti ammontavano a 421 milioni di euro ed erano relativi ad impegni di vendita (maggiori informazioni sono riportate alle note nn. 20 "Altre passività" correnti e 25 "Altre passività" non correnti).

Le variazioni del *fair value* di 27 milioni di euro sono state rilevate in diminuzione delle altre riserve di patrimonio netto. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di *hedging* sono indicate alla nota n. 28 "Garanzie, impegni e rischi". Le altre attività di 441 milioni di euro (248 milioni di euro al 31 dicembre 2006) comprendono ratei e risconti per prestazioni di servizio anticipate di 297 milioni di euro (65 milioni di euro al 31 dicembre 2006), per affitti e canoni di 21 milioni di euro (20 milioni di euro al 31 dicembre 2006) e per premi assicurativi per 10 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2006).



**Attività non correnti****§ Immobili, impianti e macchinari**

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
<b>31.12.2006</b>									
Terreni	373	16		(3)		57	443	483	40
Fabbricati	1.453	81	(113)	(12)	(5)	38	1.442	3.236	1.794
Impianti e macchinari	36.568	1.858	(4.510)	(197)	(1.586)	3.240	35.373	79.873	44.500
Attrezzature industriali e commerciali	372	130	(120)		(6)	50	426	1.659	1.233
Altri beni	318	82	(78)	(1)	(9)	16	328	1.382	1.054
Immobilizzazioni in corso e acconti	5.929	3.971		(18)	(364)	(3.218)	6.300	6.822	522
	<b>45.013</b>	<b>6.138</b>	<b>(4.821)</b>	<b>(231)</b>	<b>(1.970)</b>	<b>183</b>	<b>44.312</b>	<b>93.455</b>	<b>49.143</b>
<b>31.12.2007</b>									
Terreni	443	4				151	598	628	30
Fabbricati	1.442	76	(99)	(3)	(3)	(37)	1.376	3.203	1.827
Impianti e macchinari	35.373	1.882	(4.724)	(41)	(1.535)	4.925	35.880	83.123	47.243
Attrezzature industriali e commerciali	426	185	(125)	(1)	(8)	73	550	1.884	1.334
Altri beni	328	86	(83)	(3)	(11)	24	341	1.361	1.020
Immobilizzazioni in corso e acconti	6.300	6.299		(97)	(646)	(464)	11.392	12.044	652
	<b>44.312</b>	<b>8.532</b>	<b>(5.031)</b>	<b>(145)</b>	<b>(2.203)</b>	<b>4.672</b>	<b>50.137</b>	<b>102.243</b>	<b>52.106</b>

Gli investimenti di 8.532 milioni di euro (6.138 milioni di euro al 31 dicembre 2006) sono riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production (4.925 milioni di euro), Ingegneria & Costruzioni (1.401 milioni di euro), Gas & Power (1.084 milioni di euro) e Refining & Marketing (944 milioni di euro) e comprendono oneri finanziari per 180 milioni di euro (116 milioni di euro al 31 dicembre 2006) riferiti essenzialmente ai settori Exploration & Production (105 milioni di euro), Gas & Power (30 milioni di euro) e Refining & Marketing (26 milioni di euro). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 4,4% e il 5,2% (3,3% e il 5,4% al 31 dicembre 2006).

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

(%)	
Fabbricati	2-10
Impianti e macchinari	2-10
Attrezzature industriali e commerciali	4-33
Altri beni	6-33

Le svalutazioni di 145 milioni di euro riguardano principalmente asset minerari del settore Exploration & Production (86 milioni di euro) e un impianto di raffinazione del settore Refining & Marketing (52 milioni di euro). Il valore recuperabile considerato ai fini della determinazione della svalutazione è stato determinato attualizzando i flussi di cassa futuri attesi, prima delle imposte, utilizzando tassi compresi tra l'11,2% e il 12,2% corrispondenti al costo medio ponderato del capitale tenuto conto del rischio implicito nel settore di attività.

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di 2.203 milioni di euro riguardano principalmente imprese con moneta funzionale dollari USA (2.125 milioni di euro).

Le altre variazioni di 4.672 milioni di euro riguardano principalmente l'acquisizione da parte del settore Exploration & Production dei rami d'azienda relativi ad asset minerari nel Golfo del Messico dalla società statunitense Dominion Resources (3.050 milioni di euro) e in Congo dalla società francese Maurel & Prom (1.464 milioni di euro), l'inserimento nell'area di consolidamento della Frigstad Discoverer Invest Ltd a seguito dell'acquisizione da parte del settore Ingegneria & Costruzioni (232 milioni di euro) e la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti del settore Exploration & Production (158

milioni di euro); questi incrementi sono stati parzialmente compensati dalla vendita di attività materiali per 172 milioni di euro, di cui 141 milioni di euro relativi ad asset minerari del settore Exploration & Production.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a 3.295 e 3.328 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 2006 e al 31 dicembre 2007.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 54 milioni di euro (stesso ammontare al 31 dicembre 2006) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.

I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a 1.195 milioni di euro (1.067 milioni di euro al 31 dicembre 2006).

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in *leasing* finanziario ammontano a 42 milioni di euro e riguardano per 29 milioni di euro navi FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production a supporto dell'attività di produzione e trattamento di idrocarburi e per 13 milioni di euro a stazioni di servizio del settore Refining & Marketing.

#### Attività materiali per settore di attività

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
<b>Attività materiali lorde:</b>		
- Exploration & Production	49.002	54.284
- Gas & Power	22.277	23.137
- Refining & Marketing	11.273	12.421
- Petrolchimica	4.380	4.918
- Ingegneria & Costruzioni	4.363	5.823
- Altre attività	1.967	1.543
- Corporate e società finanziarie	321	344
- Eliminazione utili interni	(128)	(227)
	<b>93.455</b>	<b>102.243</b>
<b>Fondo ammortamento e svalutazione:</b>		
- Exploration & Production	26.000	27.806
- Gas & Power	8.210	8.660
- Refining & Marketing	7.482	7.926
- Petrolchimica	3.308	3.819
- Ingegneria & Costruzioni	2.138	2.310
- Altre attività	1.874	1.461
- Corporate e società finanziarie	145	148
- Eliminazione utili interni	(14)	(24)
	<b>49.143</b>	<b>52.106</b>
<b>Attività materiali nette:</b>		
- Exploration & Production	23.002	26.478
- Gas & Power	14.067	14.477
- Refining & Marketing	3.791	4.495
- Petrolchimica	1.072	1.099
- Ingegneria & Costruzioni	2.225	3.513
- Altre attività	93	82
- Corporate e società finanziarie	176	196
- Eliminazione utili interni	(114)	(203)
	<b>44.312</b>	<b>50.137</b>

#### Altre immobilizzazioni

Le altre immobilizzazioni di 563 milioni di euro riguardano le immobilizzazioni dedicate al contratto di servizio relativo alle attività minerarie dell'area di Dación, della *branch* venezuelana della controllata Eni Dación BV. Con effetto dal 1° aprile 2006 la compagnia petrolifera di stato venezuelano *Petróleos de Venezuela SA* (PDVSA) ha comunicato a Eni Dación BV la risoluzione unilaterale del contratto assumendo la conduzione delle attività. Nel febbraio 2008 è stato raggiunto un accordo con le autorità venezuelane per un indennizzo in denaro degli asset espropriati da corrispondersi in sette rate annuali. L'indennizzo è esente da imposte ed è prevista la maturazione di interessi a decorrere dalla data dell'accordo. Tenuto conto dell'esenzione fiscale e dell'attua-

lizzazione del valore connessa al pagamento differito, il valore attuale dell'indennizzo è in linea con il valore di libro dell'asset, al netto dei fondi ad esso relativi. A seguito dell'accordo raggiunto è stato abbandonato l'arbitrato internazionale iniziato nel 2006.

### Rimanenze immobilizzate - Scorte d'obbligo

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

(milioni di euro)	31.12.2006	31.12.2007
Greggio e prodotti petroliferi	1.670	2.015
Gas naturale	157	156
	<b>1.827</b>	<b>2.171</b>

Le scorte d'obbligo, detenute principalmente da società italiane (1.688 e 2.008 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2006 e al 31 dicembre 2007) riguardano le quantità minime di greggio, prodotti petroliferi e gas naturale che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

### Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Altre variazioni	Saldo finale netto	Saldo finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
<b>31.12.2006</b>							
<b>Attività immateriali a vita utile definita</b>							
- Costi per attività mineraria	164	1.337	(1.102)	10	409	1.290	881
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	137	31	(97)	41	112	1.113	1.001
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	746	168	(110)	52	856	2.417	1.561
- Immobilizzazioni in corso e acconti	76	146		(71)	151	156	5
- Altre attività immateriali	157	13	(26)	(3)	141	457	316
	<b>1.280</b>	<b>1.695</b>	<b>(1.335)</b>	<b>29</b>	<b>1.669</b>	<b>5.433</b>	<b>3.764</b>
<b>Attività immateriali a vita utile indefinita</b>							
- Avviamento	1.914			170	2.084		
	<b>3.194</b>	<b>1.695</b>	<b>(1.335)</b>	<b>199</b>	<b>3.753</b>		
<b>31.12.2007</b>							
<b>Attività immateriali a vita utile definita</b>							
- Costi per attività mineraria	409	1.682	(1.812)	470	749	1.509	760
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	112	40	(81)	77	148	1.179	1.031
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	856	12	(83)	1	786	2.449	1.663
- Immobilizzazioni in corso e acconti	151	312		(86)	377	381	4
- Altre attività immateriali	141	15	(24)	26	158	572	414
	<b>1.669</b>	<b>2.061</b>	<b>(2.000)</b>	<b>488</b>	<b>2.218</b>	<b>6.090</b>	<b>3.872</b>
<b>Attività immateriali a vita utile indefinita</b>							
- Avviamento	2.084			31	2.115		
	<b>3.753</b>	<b>2.061</b>	<b>(2.000)</b>	<b>519</b>	<b>4.333</b>		

I costi per attività mineraria di 749 milioni di euro riguardano il potenziale esplorativo rilevato a seguito di acquisizione di imprese consolidate e rami d'azienda e i bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari. La voce accoglie anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati interamente nell'esercizio di sostenimento che ammontano a 1.610 milioni di euro (1.028 milioni di euro nell'esercizio 2006).

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di 786 milioni di euro riguardano principalmente i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria (544 milioni di euro) e le concessioni di sfruttamento minerario (204 milioni di euro).

Le altre attività immateriali a vita utile definita di 158 milioni di euro riguardano principalmente i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte della Polimeri Europa SpA (76 milioni di euro) e 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 (22 milioni di euro).

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

(%)

Costi per attività mineraria	10-33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20-33
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	7-33
Altre immobilizzazioni immateriali	4-25

Le altre variazioni delle attività immateriali a vita utile definita di 488 milioni di euro riguardano principalmente l'acquisizione da parte del settore Exploration & Production di potenziale esplorativo nel Golfo del Messico dalla società statunitense Dominion Resources (470 milioni di euro) e in Congo dalla società francese Maurel & Prom (58 milioni di euro); questo incremento è stato parzialmente compensato dalle differenze passive di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (71 milioni di euro).

L'avviamento di 2.115 milioni di euro riguarda il settore Gas & Power (1.125 milioni di euro, di cui 756 milioni di euro relativi all'acquisto di azioni Italgas SpA a seguito dell'Offerta Pubblica d'Acquisto effettuata nel 2003), il settore Ingegneria & Costruzioni (746 milioni di euro, di cui 711 milioni di euro relativi all'acquisto di Bouygues Offshore SA, ora Saipem SA), il settore Exploration & Production (158 milioni di euro, di cui 153 milioni di euro relativi all'acquisizione di Lasmo Plc, ora Eni Lasmo Plc) e il settore Refining & Marketing (86 milioni di euro).

Ai fini della determinazione del valore recuperabile, l'avviamento relativo all'acquisizione di Italgas SpA e di Bouygues Offshore SA è stato allocato alle seguenti *cash generating unit*:

(milioni di euro)	31.12.2007
<b>Italgas SpA</b>	
Mercato gas Italia	706
Mercato gas estero	50
	<b>756</b>
<b>Bouygues Offshore SA</b>	
Onshore	296
Offshore	415
	<b>711</b>

Il valore recuperabile delle *cash generating unit* è determinato sulla base del valore d'uso, ottenuto attualizzando i flussi di cassa attesi determinati con riferimento 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. I flussi di cassa, prima delle imposte, sono stati attualizzati utilizzando tassi compresi tra il 4,9% e il 13,1% corrispondenti al costo medio ponderato del capitale tenuto conto del rischio implicito nel settore di attività. Per gli anni successivi al quarto è stato utilizzato un tasso di crescita in termini reali compreso tra lo 0% e il 2%. Le assunzioni adottate sono basate sull'esperienza passata e tengono conto dell'attuale livello dei tassi di interesse.

Le altre variazioni relative all'avviamento di 31 milioni di euro comprendono l'attribuzione ad avviamento della differenza tra il prezzo pagato per l'acquisto di azioni proprie da parte di Snam Rete Gas SpA e il patrimonio netto acquisito a seguito dell'aumento dell'interessenza Eni (139 milioni di euro) e, in diminuzione, la riclassifica ad Attività destinate alla vendita e la cessione dell'avviamento allocato rispettivamente su Gaztransport et Technigaz SAS (81 milioni di euro) e su Camom SA (13 milioni di euro) a seguito dell'acquisizione di Bouygues Offshore SA e le differenze negative di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (14 milioni di euro).