

con i *partner*. Eni è pronta a promuovere nuove alleanze strategiche con i Paesi produttori, basate sullo sviluppo congiunto di progetti integrati mirati a rendere realizzabili i traguardi energetici e di sviluppo economico stabiliti dai singoli paesi. Questa prospettiva si traduce in un rinnovato impegno per continuare a sviluppare *partnership* e modelli di cooperazione innovativi e solidali. In quest'ottica, nel 2006 Eni e la compagnia russa Gazprom hanno firmato un importante accordo strategico che assicurerà all'Italia una quota rilevante dei propri fabbisogni di gas fino al 2035. Una descrizione delle principali caratteristiche di tale accordo e del suo impatto sui fabbisogni energetici del Paese è riportata nel capitolo "Andamento Operativo – Gas & Power" e sul sito www.eni.it sotto la sezione Sostenibilità.

Le iniziative per mitigare i rischi del cambiamento climatico

I temi della sicurezza energetica, del cambiamento climatico e delle correlate emissioni di gas serra sono i temi centrali dello sviluppo del sistema energetico. Eni ha definito e adottato una strategia di *Carbon Management* che si pone come obiettivi:

- lo sviluppo preferenziale delle fonti fossili a bassa intensità di carbonio, in particolare del gas naturale;
- l'integrazione gas-elettricità, sfruttando l'elevata efficienza dei cicli combinati e della cogenerazione;
- la partecipazione attiva ai sistemi di *Emission Trading*, promuovendo la riduzione delle emissioni nei propri impianti industriali;
- la realizzazione di progetti di riduzione basati sui Meccanismi Flessibili CDM (*Clean Development Mechanism*) e JID (*Joint Implementation Project*) previsti dal Protocollo di Kyoto;
- la progressiva riduzione del *flaring* e del *venting* del gas

associato alla produzione del petrolio, creando le condizioni per la valorizzazione del gas sul mercato locale o internazionale;

- lo sviluppo delle tecnologie per la separazione e il confinamento geologico della CO₂;
- il disegno e la promozione di un sistema energetico sostenibile basato su una pluralità di fonti e tecnologie ad alta efficienza.

Lungo queste linee di azione Eni ha conseguito risultati che la caratterizzano come un'impresa energetica a basse emissioni di CO₂, sia dirette che indirette.

Per quanto riguarda l'*Emission Trading*, Eni è uno dei maggiori operatori italiani ed europei. In Italia è il primo Gruppo industriale per numero di impianti coinvolti (60 installazioni coinvolte di cui 58 solo in Italia).

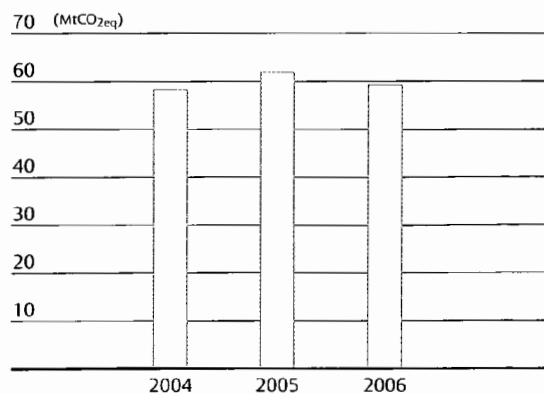
Per prepararsi a partecipare all'*Emission Trading*, è stata sviluppata una serie coordinata di attività e un'organizzazione capillare di gestione, che partendo dalle singole installazioni risale alle rispettive unità di *business* e, infine, si consolida a livello di *Corporate*. L'organizzazione ha superato con successo il suo primo collaudo nei primi mesi del 2006, in occasione della verifica delle emissioni 2005 e della prima restituzione delle quote.

Oltre alla partecipazione al sistema europeo *Emission Trading*, Eni sta sviluppando il portafoglio di progetti di riduzione delle emissioni basati sugli altri Meccanismi Flessibili del Protocollo di Kyoto.

A novembre 2006 è stato registrato come CDM il progetto di generazione elettrica realizzato a Okpai in Nigeria, che impiega il gas associato che originariamente era bruciato in torcia. Un primo traguardo dell'impegno profuso nella riduzione delle emissioni connesse al *gas flaring* e *venting*.

La strategia di Eni di più lungo periodo prevede lo sviluppo di combustibili a minor impatto ambientale e di tecnologie più efficienti per la produzione di idrogeno, il disegno e la promozione di un sistema energetico sostenibile basato su una pluralità di fonti, prodotti e tecnologie ad alta efficienza.

Eni - Emissioni di gas serra



Lo sviluppo del gas naturale

Il consumo di gas naturale sta crescendo a ritmi più elevati di quello del petrolio. Il crescente utilizzo del gas naturale è anche una risposta efficace ai rischi del cambiamento climatico. La sostenibilità ambientale, l'elevata abbondanza e le nuove tecnologie per il trasporto indicano il gas naturale come la fonte di energia a maggiore potenziale di crescita nei prossimi decenni. Il gas naturale è, infatti, più efficiente e meno inquinante del carbone e sarà utilizzato in maniera crescente nei mercati principali (in particolare negli Stati Uniti e in Europa) per la generazione di energia elettrica.

Eni è impegnata a sviluppare le attività nel settore del gas naturale e a potenziare le relative infrastrutture di trasporto; l'obiettivo strategico è quello di rafforzare la *leadership* europea massimizzando il valore del proprio portafoglio di *gas equity* in Italia, Libia, Egitto e Mare del Nord, nonché dei contratti di fornitura di lungo termine con i grandi produttori, quali Gazprom, Sonatrach, Gasunie e Statoil.

Nell'ambito dell'impegno per lo sviluppo del gas naturale, oltre al citato accordo con Gazprom, Eni ha siglato un accordo per l'espansione dell'impianto di liquefazione del gas di Damietta in Egitto e uno *Shareholders Agreement* per la realizzazione di un terminale di liquefazione a Brass in Nigeria. Questi accordi risultano rilevanti alla luce dell'impegno assunto da parte di Eni per lo sviluppo del *business* del gas naturale liquefatto (GNL) e pongono le premesse per la valorizzazione di nuovi giacimenti in Egitto e per la valorizzazione del gas nigeriano.

L'innovazione tecnologica

L'innovazione tecnologica rappresenta uno dei pilastri delle strategie Eni. Tutte le grandi sfide strategiche dei prossimi decenni richiedono immaginazione e creatività tecnologica: dalla sfida ambientale e climatica a quella dell'accesso sempre più difficile a risorse di idrocarburi ampie, ma controllate in gran parte dai paesi produttori; dall'individuazione di discontinuità rilevanti nella produzione di fonti rinnovabili all'ottimizzazione dei processi produttivi, fino alla soluzione dei problemi di paesi con cui Eni ha rapporti storici o relazioni in via di consolidamento.

Per realizzare questi obiettivi, Eni ha profondamente rivisto l'organizzazione delle sue attività di ricerca scientifica e tecnologica nel corso del 2006. Il primo agosto EniTecnologie è stata fusa per incorporazione in Eni. Le risorse dedicate alla ricerca, sulla base delle competenze esistenti e delle attività in corso, sono state inserite all'interno delle Divisioni. A queste ultime è stata attribuita la responsabilità diretta dell'attività di ricerca e sviluppo delle tecnologie *up-mid-downstream oil&gas* (incluse le tecnologie per l'ambiente che impattano sui rispettivi *business*) e dei relativi *budget*. Allo stesso tempo, alla Direzione Strategie e Sviluppo di Eni Corporate è stato affidato il compito di definire le linee strategiche per l'innovazione tecnologica dell'intera società, di svolgere il ruolo di indirizzo e controllo dell'attività e dei progetti, di sviluppare la ricerca relativa a nuove tecnologie energetiche di frontiera e di gestire direttamente il programma *"Along With Petroleum"* (Insieme al Petrolio), volto a individuare e realizzare progetti di ricerca sull'efficienza energetica e sull'impiego sostenibile su larga scala delle fonti rinnovabili.

Nella seduta del 23 novembre, il Consiglio di Amministrazione di Eni ha discusso e approvato le linee strategiche contenute nel Master Plan Ricerca e Tecnologia in cui sono state individuate le principali sfide che il settore energetico dovrà affrontare nei prossimi anni, definiti le priorità strategiche e gli obiettivi di innovazione tecnologica di supporto a queste ultime.

Nel 2006 l'investimento complessivo in Ricerca e Sviluppo è stato di 222 milioni di euro (204 nel 2005), di cui il 39% nel settore Exploration & Production, il 32% nel settore Refining & Marketing, il 22% nel settore Petrochimica e il 7% nel settore Ingegneria e Costruzioni. Il personale impegnato nell'attività al 31 dicembre 2006 è di 1.160 unità.

Nel 2006 sono state depositate 39 (26 nel 2005) domande di brevetto.

Tra le iniziative intraprese nel corso dell'anno si segnala l'avvio di alcuni progetti di ricerca nel campo della produzione di bio-carburanti di nuova generazione da immettere nel mercato nei prossimi anni.

Una completa informativa sulle attività di innovazione tecnologica è presente nel sito web www.eni.it "Sezione Attività e Strategie" e nel Bilancio di Sostenibilità.

Principali azioni di innovazione tecnologica realizzate nell'anno

Divisione E&P

Tecniche numeriche e di prospezione geofisica ad alta risoluzione

È stato completato lo sviluppo del simulatore del Sistema Petrolifero "Steam2D", capace di descrivere l'evoluzione di strutture geologiche complesse nel tempo. Le prime applicazioni in campo hanno consentito di ridurre il rischio esplorativo e di migliorare la descrizione geo-meccanica di giacimento.

Sono proseguite le attività sulla tecnologia proprietaria CRS (3D *Common Reflection Surface Stack*), mirata a consentire la realizzazione di prospezioni in aree caratterizzate da scarso responso sismico.

Sistemi avanzati di perforazione e di "well testing"

Il progetto "Geosteering", in *joint venture* con Shell, è finalizzato allo sviluppo di tecnologie in grado di fornire informazioni di tipo geologico sugli strati non ancora perforati (nell'intorno dello scalpello fino alla superficie) durante la perforazione stessa ("while drilling"). Nel primo semestre sono stati realizzati diversi prototipi *downhole* e nella seconda metà dell'anno sono iniziate le prove in pozzo della tecnologia che proseguiranno fino a metà 2007.

Gestione Zolfo

Sono state completate le attività del Programma Integrato "Sulphur and H₂S Management in E&P Operations", relative al trattamento di gas naturale con elevato tenore di H₂S. Sono stati sviluppati un sistema innovativo proprietario "Concrete Wall" per lo stoccaggio massivo dello zolfo e una tecnologia di *bulk removal* di H₂S. Nel 2007 si prevedono lo sviluppo di unità dimostrative di trattamento H₂S e stoccaggio zolfo e l'approfondimento delle problematiche relative al comportamento di materiali in ambienti acidi e in condizioni estreme di temperatura e pressione.

Progetto Gas to Liquids (GtL)

Nel 2006, in collaborazione con IFP/Axens, si sono completate la definizione del *Technology Handbook* del processo proprietario di conversione del gas naturale a prodotti liquidi via sintesi Fischer-Tropsch (FT) e la progettazione di massima di un complesso GtL della taglia di 37.000 bpd.

Conversione di greggi pesanti e "frazioni" in prodotti leggeri

(in collaborazione con Divisione R&M)

Sono proseguiti nel corso dell'anno i test sperimentali sull'impianto dimostrativo presso la raffineria di Taranto della tecnologia proprietaria EST, processo di idroconversione catalitica in fase *slurry* di greggi non convenzionali, extra pesanti e di residui di raffinazione, capace di convertire completamente la parte "hard" degli oli pesanti, gli asfalteni, producendo nafta, kerosene e gasolio. Per il 2007 sono state programmate campagne finalizzate a completare la raccolta delle informazioni necessarie alla progettazione e alla realizzazione del primo impianto industriale.

Progetto SCT-CPO (Short Contact Time - Catalytic Partial Oxidation)

(in collaborazione con Divisione R&M)

Presso il Centro Ricerche di Milazzo è stata validata su scala pilota la tecnologia SCT-CPO (ossidazione parziale catalitica a basso tempo di contatto di idrocarburi liquidi e gassosi) per la produzione di idrogeno a costi competitivi, anche in impianti di taglia medio-piccola, e con elevata flessibilità rispetto alle cariche disponibili in raffineria. Nel 2007 le attività previste puntano a raccogliere le informazioni necessarie alla progettazione e realizzazione del primo impianto industriale.

Progetto GHG (Green House Gases)

(in collaborazione con Divisione R&M)

È proseguito il Programma Integrato di Ricerca "GHG" volto alla verifica della fattibilità della sequestrazione geo-

logica di CO₂ in giacimenti depleti e in acquiferi salini. È stato completato lo studio di fattibilità tecnica della sequestrazione geologica di CO₂ in giacimenti depleti; per il 2007 si prevede il passaggio alla sperimentazione in campo.

Divisione G&P**Progetto Trasporto gas ad Alta Pressione (TAP)**

Il progetto TAP ha come obiettivo lo sviluppo di una soluzione tecnologica *Long Distance-High Capacity-High Pressure-High Grade* che si caratterizza per:

- possibilità di trasporto su distanze superiori ai 3 mila chilometri;
- volumi di gas trasportabili di 20-30 miliardi di metri cubi/anno;
- pressione di esercizio uguale o maggiore di 15 MPa;
- impiego di acciai ad alto grado di resistenza.

Questa soluzione consente di ridurre in modo apprezzabile il prelievo di gas dai volumi in transito per il funzionamento delle stazioni di compressione.

Nel corso del 2006 sono proseguite le attività sperimentali su due infrastrutture (di cui una integrata nel sistema Snam Rete Gas), è stata emessa la prima versione del *Technology Handbook* e completata la progettazione di massima di un ipotetico gasdotto in acciaio X100 localizzato in Asia Centrale con una lunghezza di circa 3400 km.

Divisione R&M**Riformulazione di carburanti e lubrificanti**

È proseguita l'attività rivolta al miglioramento dei carburanti della famiglia "Blu" (BluSuper e BluDiesel). È stata inoltre avviata una nuova fase del progetto "Clean Diesel Fuel" per l'individuazione di formulazioni di carburanti Diesel con prestazioni motoristiche ed emissioni di particolato confrontabili con quelle di un gasolio diesel ottenuto dalla conversione del gas naturale in prodotti liquidi (vedi progetto GtL) e la definizione degli schemi di raffinazione idonei a ottenere il prodotto desiderato.

Altri progetti

- *Green Diesel* – il progetto punta alla produzione di *bio-diesel* in raffineria per mezzo di un nuovo processo di *hydrocracking* di oli vegetali sviluppato in collaborazione con un *partner* internazionale;
- *Ensolvex* – l'obiettivo è l'ulteriore applicazione industriale del processo per il trattamento di suoli inquinati da sostanze organiche;
- *EWMS (Early Warning Monitoring System)* – l'attività consiste nell'applicazione in campo dei ritrovati di un progetto di telemonitoraggio e controllo avanzato.

Polimeri Europa

Sono state realizzate le modifiche dell'impianto ABS (Acrilonitrile-Butadiene-Stirene) per la produzione di nuovi polimeri per il settore stampaggio a iniezione e per l'aumento di capacità produttiva per il settore estrusione. Sono state realizzate le modifiche d'impianto per incrementare la capacità produttiva di polistirolo ad elevata resistenza all'impatto ed è in corso il consolidamento di tutta la gamma prodotti comprese le nuove formulazioni. È stato industrializzato un nuovo tipo di polistirolo espandibile a ridotto contenuto di pentano.

Sono state effettuate produzioni sperimentali di nuovi tipi di polibutadiene e di copolimero stirene butadiene, innovative per il settore "pneumatici", di cui si prevede l'industrializzazione.

Sono stati consolidati a livello industriale due nuovi gradi di copolimeri stirene isoprene per il settore applicativo degli adesivi *hot-melt*.

Sono state effettuate produzioni sperimentali su impianto industriale di due nuovi gradi di copolimeri stirene butadiene per l'applicazione *compounding* e per il settore adesivi *hot-melt*.

È stata effettuata con esito positivo la prima produzione industriale di un copolimero etilene-propilene con nuovo catalizzatore.

Sono stati messi a punto nuovi copolimeri a base di etilene ottenuti con nuovi sistemi catalitici Ziegler-Natta per lo stampaggio ad iniezione e per i settori applicativi specialistici del film biorientato, *film cast* ad alte prestazioni e laminazione media densità.

Attività Corporate

Oltre che sull'elaborazione del *Master Plan* Ricerca e Tecnologia, le attività della Corporate sono state concentrate sulla definizione di alcuni progetti di ricerca nel campo della conversione dell'energia solare e della produzione di bio-carburanti di nuova generazione, da avviare nel 2007.

Territorio e Comunità

Eni opera in oltre 70 Paesi rispettando i diritti umani delle popolazioni, i loro territori e l'ambiente, contribuendo al miglioramento della qualità della vita e allo sviluppo socio-economico delle comunità in cui è presente. Questo impegno costituisce la base di comportamenti

imprenditoriali fondati sul rispetto delle diversità etniche, sociali e culturali delle tante comunità con cui Eni interagisce.

La ricerca di integrazione con le realtà sociali e culturali più diverse è parte della tradizione di Eni. Per favorire una corretta integrazione, Eni:

- collabora con autorità nazionali e locali e con organizzazioni non governative internazionali;
- sostiene iniziative in grado di svilupparsi autonomamente nel tessuto sociale, culturale e ambientale delle diverse realtà locali;
- promuove il dialogo con le comunità locali in merito alle scelte industriali attraverso strumenti di partecipazione attiva;
- favorisce la valorizzazione del sistema socio-economico in cui opera, utilizzando ove possibile, in coerenza con le specifiche esigenze di *business*, beni, lavori e servizi locali al fine di massimizzare il *local content*;
- estende le iniziative dedicate al proprio personale e alle loro famiglie alle comunità locali nelle quali opera, in particolare nel campo della salute.

I principali interventi realizzati da Eni per la tutela e lo sviluppo delle comunità locali riguardano:

- Italia: le attività contenute nel Protocollo d'Intesa siglato con la regione Basilicata per la Val d'Agri prevedono un impegno complessivo di circa 160 milioni di euro nel periodo 1999-2019;
- Karachaganak: progetti infrastrutturali richiesti dalle autorità locali per circa 9 milioni di euro all'anno a carico del consorzio;
- Mar Caspio: progetti infrastrutturali richiesti dalle autorità locali per circa 30 milioni di euro all'anno a carico del consorzio;
- Libia: interventi di *recruiting*, formazione, assistenza sanitaria, archeologia, sviluppo industriale previsti dal *master plan* per circa 110 milioni di euro su un orizzonte di 8 anni.

Consapevole del suo ruolo quale componente della società civile, Eni ha costituito nel 2006 Eni Foundation, una realtà che promuove e realizza autonomamente, in Italia e all'estero, iniziative di solidarietà sociale con particolare attenzione all'infanzia e alla terza età.

Una completa informativa sulle iniziative verso il Territorio e Comunità è presente nel sito [web www.eni.it](http://web.wwww.eni.it) "Sezione Sostenibilità" e nel Bilancio di Sostenibilità.

GESTIONE DEI RISCHI D'IMPRESA

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio 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 credito derivante dalla possibilità di *default* di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni a breve; (iv) il rischio paese nell'attività *oil & gas*; (v) il rischio *operation*.

Rischio mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse, o dei prezzi di greggio, gas naturale ed elettricità, possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata da "Linee guida" e procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato su due distinte strutture di finanza operativa: Enifin (fino al 31 dicembre 2006 e successivamente Eni, a seguito dell'incorporazione di Enifin) ed Eni Coordination Center, che svolgono le proprie attività nei confronti, rispettivamente, delle società italiane ed estere del Gruppo.

In particolare, in Eni sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati del Gruppo. Il rischio di prezzo delle *commodity* è gestito dalle singole unità di *business*, e Eni assicura la negoziazione dei derivati di copertura.

Eni stipula contratti derivati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio *commodity* e non entra in contratti derivati con finalità speculative.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee guida" emanate prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla fissazione di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di *Value at Risk* (*VaR*), metodo che valuta i rischi nella prospettiva del valore economico.

Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio. I limiti di *VaR* sono stati pertanto definiti in capo alle strutture di finanza operativa, che dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio del Gruppo; le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria, ma i limiti massimi di rischio accettabile, definiti in termini di *VaR*, sono sensibilmente più bassi rispetto a quelli raccomandati.

Differentemente dai rischi di tasso e di cambio, oggetto di una sostanziale minimizzazione del rischio attraverso le scelte di copertura, le *policy* sul rischio *commodity* definiscono le regole per una gestione dello stesso finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi relativi ai margini industriali. Anche in questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di *VaR* con riferimento all'esposizione commerciale, mentre l'esposizione strategica al rischio che è intrinseca al *business*, è monitorata anch'essa attraverso il *VaR* ma non è oggetto di sistematica attività di copertura con strumenti finanziari derivati. I limiti di *VaR* per il rischio *commodity* di natura commerciale sono assegnati alle singole unità di *business*; in Eni confluiscono le richieste di copertura in strumenti derivati.

Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui *policy* di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in monete diverse dall'euro (in particolare il dollaro USA) e dallo sfasamento temporale tra la rilevazione per competenza dei ricavi e dei costi denominati in moneta diversa da quella di bilancio e la loro realizzazione finanziaria (rischio cambio transattivo). In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. Eni centralizza la gestione del rischio cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di *business* coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua. A questo scopo vengono impiegate diverse tipologie di contratti derivati (in particolare *swap* e *forward*, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di cambio 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. Il rischio di cambio traslativo (impatti sul consolidato per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio in una valuta diversa dall'euro) è tendenzialmente considerato non rilevante sulle partecipazioni strategiche.

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. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare *Interest Rate Swap* e *Interest Cross Currency 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 basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. 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 *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. Per la gestione

del rischio *commodity*, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (in particolare *futures*, nonché opzioni) e strumenti derivati *Over The Counter* (in particolare *swap*, *forward* e *Contracts For Differences*) con sottostante greggio, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su *commodity*, essa viene calcolata basandosi su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*, oppure, laddove esse non siano disponibili, su stime ottenute dai *broker* e da appropriate tecniche di valutazione. Il VaR derivante da posizioni a rischio *commodity* viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% ed un *holding period* di un giorno.

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte.

La gestione del credito commerciale è affidata alla responsabilità delle unità di *business* sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei *partner* commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e di eventuale contenzioso.

Il monitoraggio delle posizioni di rischio di credito commerciale connesso al normale svolgimento delle attività è assicurato centralmente da Eni che definisce regole di misurazione e metodologie comuni. È in particolare monitorata centralmente la posizione creditoria e la rischiosità dei clienti multidivisionali e di quelli rilevanti per il Gruppo attraverso l'uso di *score* rappresentativi dei livelli di rischio.

Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità e dalle posizioni in contratti derivati, l'identificazione delle controparti fa riferimento ad apposite Linee Guida, in base alle quali sono state definite le caratteristiche dei soggetti idonei ad essere controparte nelle transazioni finanziarie. La lista delle specifiche controparti autorizzate comprende istituzioni finanziarie contraddistinte da *rating* elevato e viene sistematicamente aggiornata.

L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti.

Al 31 dicembre 2005 e 2006 non vi sono concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio liquidità

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie possano non essere disponibili o essere disponibili solo a costo elevato.

All'indebitamento a lungo termine di Eni sono stati attribuiti rating AA e Aa2, rispettivamente da parte di Standard & Poor's e Moody's. Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha accesso ad un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi, e coordina a livello accentrato i rapporti con le controparti bancarie. 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. L'obiettivo della gestione del rischio liquidità è comunque non solo quello di garantire risorse finanziarie disponibili che siano sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, ma anche di assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo di Eni. La gestione del rischio liquidità è attuata adottando strategie finalizzate al perseguimento di una struttura adeguata degli affidamenti (in particolare attraverso linee bancarie *committed*) e/o alla creazione di riserve di liquidità.

Rischio paese

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi dell'impresa è localizzata in paesi al di fuori dell'area OCSE, alcuni dei quali possono essere meno stabili dal punto di vista politico ed economico.

Al 31 dicembre 2006 circa il 70% delle riserve certe di idrocarburi era localizzato in tali paesi. Inoltre, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas dell'impresa proviene da paesi al di fuori dell'area OCSE; nel 2006 circa il 60% delle forniture di gas naturale dell'impresa proveniva da questi paesi. Evoluzioni negative del quadro politico ed economico di questi paesi possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità dell'impresa di operare, o di operare in condizioni economiche, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e di gas.

L'impresa monitora periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, con particolare riguardo alla valutazione degli investimenti dell'*upstream*. Il rischio paese è mitigato attraverso l'utilizzo di disposizioni di gestione del rischio definite nella procedura "*Project risk assessment and management*".

Rischio operation

Le attività di Eni comportano per loro natura rischi con potenziale impatto su asset, persone e ambiente. Le Linee Guida HSE Eni, che mirano a garantire la sicurezza

e la salute dei dipendenti, delle popolazioni, dei contrattisti e dei clienti nonché la salvaguardia dell'ambiente e la tutela dell'incolumità pubblica, impongono di operare nel pieno rispetto della normativa vigente e di adottare principi, *standard* e soluzioni che costituiscano le *best practice* industriali.

Il processo continuo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi è alla base della gestione HSE in tutte le fasi di attività di ciascuna unità di *business* e si attua attraverso l'adozione di procedure che tengono conto della specificità delle attività stesse e dei siti in cui si sviluppano.

L'approccio integrato alle problematiche di salute, sicurezza e ambiente è favorito dall'applicazione, a tutti i livelli delle Divisioni e Società Eni, di un Sistema di Gestione HSE che trova il suo riferimento metodologico nel Modello di Sistema di Gestione HSE Eni. Esso, basato su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi, è orientato alla prevenzione dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle *performance* HSE, in un ciclo di miglioramento continuo che prevede anche l'*audit* di tali processi da parte di personale interno ed esterno.

Le eventuali emergenze ambientali sono gestite dalle unità di *business* a livello di sito, con una propria organizzazione che dispone, per ciascun possibile scenario, del piano di risposta con le azioni che occorre attivare per limitare i danni, nonché le posizioni che devono assicurarle.

Eni è dotata di due sale emergenze (a Milano e a Roma) attrezzate con sistemi informatici avanzati che raccolgono, su cartografia georeferenziata, tutti i dati relativi ai siti e alla logistica Eni, carte nautiche, modelli matematici in grado di simulare la dimensione e lo sviluppo temporale degli eventi catastrofici per consentire una programmazione mirata degli interventi di mitigazione delle conseguenze.

Eni dispone di una propria capacità di risposta con attrezzature sia proprie sia di terzi e di una serie di collaborazioni internazionali con l'obiettivo di migliorare la capacità di intervento in tutte le aree ove opera in termini di uomini, attrezzature e mezzi.

Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito internet di Eni all'indirizzo www.eni.it. 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 una 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.

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.

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* 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 delle 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.

GNL Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

GPL Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

NGL Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani *plus*, talvolta definiti come "gasolina naturale" (*natural gasoline*) o condensati di impianto.

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

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

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

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

Riserve certe Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno con ragionevole certezza essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche ed operative esistenti al momento considerato. Le riserve certe si distinguono in: (i) riserve certe sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, *facility* e metodi operativi esistenti; (ii) riserve certe non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, *facility* e metodi operativi sulla cui futura realizzazione l'impresa ha già definito un preciso programma di investimenti di sviluppo ovvero esprime una chiara volontà manageriale.

Riserve possibili Sono le quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità decisamente più contenuto rispetto a quello delle riserve probabili, ovvero che presentano un grado di economicità inferiore rispetto al limite stabilito.

Riserve probabili Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno esse-

re recuperate con ragionevole probabilità, in base alle condizioni tecniche economiche e operative esistenti nel momento considerato. Gli elementi di residua incertezza possono riguardare: (i) l'estensione o altre caratteristiche del giacimento; (ii) l'economicità valutata alle condizioni del progetto di sviluppo; (iii) l'esistenza o adeguatezza del sistema di trasporto degli idrocarburi e/o del mercato di vendita; (iv) il contesto normativo.

Riserve recuperabili Rappresentano le quantità di idrocarburi riferibili alle diverse categorie di riserve (certe, probabili e possibili) senza tener conto del diverso grado di incertezza insito in ogni categoria.

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.

Tasso di rimpiazzo delle riserve Misura la quota di riserve prodotte sostituite da nuove riserve provate ed 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 recu-

pero 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 (c.d. tasso di rimpiazzo organico) al fine di meglio apprezzare la *performance* interna.

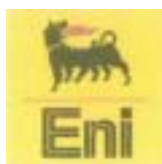
Take or pay Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

Upstream/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 di fine anno e la produzione dell'anno.

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.

PAGINA BIANCA



BILANCIO CONSOLIDATO 2006

PAGINA BIANCA

Stato patrimoniale

(milioni di euro)	Note	31.12.2005		31.12.2006	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1)	1.333		3.985	
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	(2)	1.368		972	
Crediti commerciali e altri crediti	(3)	17.902	1.344	18.799	1.027
Rimanenze	(4)	3.563		4.752	
Attività per imposte correnti	(5)	697		658	
Altre attività	(6)	369		855	
		25.232		30.021	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(7)	45.013		44.312	
Altre immobilizzazioni	(8)			629	
Rimanenze immobilizzate-Scorte d'obbligo	(9)	2.194		1.827	
Attività immateriali	(10)	3.194		3.753	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(11)	3.890		3.886	
Altre partecipazioni	(11)	421		360	
Altre attività finanziarie	(12)	1.050	258	805	136
Attività per imposte anticipate	(13)	1.861		1.725	
Altre attività	(14)	995		994	
		58.618		58.291	
TOTALE ATTIVITÀ		83.850		88.312	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(15)	4.612	152	3.400	92
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(19)	733		890	
Debiti commerciali e altri debiti	(16)	13.095	1.164	15.995	961
Passività per imposte correnti	(17)	3.430		2.830	
Altre passività	(18)	613		634	
		22.483		23.749	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	7.653		7.409	
Fondi per rischi e oneri	(20)	7.679		8.614	
Fondi per benefici ai dipendenti	(21)	1.031		1.071	
Passività per imposte differite	(22)	4.890		5.852	
Altre passività	(23)	897		418	56
		22.150		23.364	
TOTALE PASSIVITÀ		44.633		47.113	
PATRIMONIO NETTO	(24)				
Capitale e riserve di terzi azionisti		2.349		2.170	
Patrimonio netto dell'Eni:					
Capitale sociale, interamente versato e rappresentato da 4.005.358.876 azioni del valore nominale di 1 euro (stesso numero al 31 dicembre 2005)		4.005		4.005	
Riserva sovrapprezzo azioni					
Altre riserve		10.910		6.013	
Utili relativi a esercizi precedenti		17.381		25.168	
Utile dell'esercizio		8.788		9.217	
Azioni proprie		(4.216)		(5.374)	
Totale patrimonio netto dell'Eni		36.868		39.029	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		39.217		41.199	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		83.850		88.312	

Conto economico

(milioni di euro)	Note	2005		2006	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	(26)				
Ricavi della gestione caratteristica		73.728	4.535	86.105	3.974
Altri ricavi e proventi		798		783	
Totale ricavi		74.526		86.888	
COSTI OPERATIVI	(27)				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		48.567	3.429	57.490	2.720
- di cui eventi ed operazioni significative non ricorrenti	(34)	290		239	
Costo lavoro		3.351		3.650	
Ammortamenti e svalutazioni		5.781		6.421	
UTILE OPERATIVO		16.827		19.327	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(28)				
Proventi finanziari		3.131	72	4.132	58
Oneri finanziari		(3.497)		(3.971)	
		(366)		161	
PROVENTI SU PARTECIPAZIONI	(29)				
- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		737		795	
- Altri proventi/oneri su partecipazioni		177		108	
		914		903	
UTILE ANTE IMPOSTE		17.375		20.391	
Imposte sul reddito	(30)	(8.128)		(10.568)	
Utile netto		9.247		9.823	
Di competenza:					
- azionisti Eni		8.788		9.217	
- terzi azionisti	(24)	459		606	
		9.247		9.823	
Utile per azione di competenza degli azionisti Eni (ammontare in euro per azione)	(31)				
- semplice		2,34		2,49	
- diluito		2,34		2,49	